Office national de l'énergie | National Energy Board

Motifs de décision

TransCanada PipeLines Limited, NOVA Gas Transmission Ltd. et Foothills Pipe Lines Ltd.

RH-003-2011

Mars 2013

Droits et Tarif

Canada

Office national de l'énergie

Motifs de décision

Relativement à

TransCanada PipeLines Limited, NOVA Gas Transmission Ltd. et Foothills Pipe Lines Ltd.

Demande visant la proposition de restructuration d'entreprise et de services ainsi que des droits définitifs exigibles sur le réseau principal en 2012 et 2013

RH-003-2011

Mars 2013

Autorisation de reproduction

Le contenu de cette publication peut être reproduit à des fins personnelles, éducatives et/ou sans but lucratif, en tout ou en partie et par quelque moyen que ce soit, sans frais et sans autre permission de l'Office national de l'énergie, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que l'Office national de l'énergie soit mentionné comme organisme source et que la reproduction ne soit présentée ni comme une version officielle ni comme une copie ayant été faite en collaboration avec l'Office national de l'énergie ou avec son consentement.

Pour obtenir l'autorisation de reproduire l'information contenue dans cette publication à des fins commerciales, faire parvenir un courriel à : info@neb-one.gc.ca

Permission to Reproduce

Materials may be reproduced for personal, educational and/or non-profit activities, in part or in whole and by any means, without charge or further permission from the National Energy Board, provided that due diligence is exercised in ensuring the accuracy of the information reproduced; that the National Energy Board is identified as the source institution; and that the reproduction is not represented as an official version of the information reproduced, nor as having been made in affiliation with, or with the endorsement of the National Energy Board.

For permission to reproduce the information in this publication for commercial redistribution, please e-mail: info@neb-one.gc.ca

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2013
représentée par l'Office national de l'énergie

N° de cat. NE22-1/2012-6F
ISBN 978-0-662-71995-3

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles. On peut obtenir cette publication sur supports multiples, sur demande.

Demandes d'exemplaires :
Bureau des publications
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique : publications@neb-one.gc.ca
Fax : 403-292-5576
Téléphone : 403-299-3562
1-800-899-1265

Des exemplaires sont également disponibles à la bibliothèque de l'Office
(rez-de-chaussée)

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 2013 as represented by the National Energy Board

Cat No. NE22-1/2012-6E
ISBN 978-1-100-21589-1

This report is published separately in both official languages. This publication is available upon request in multiple formats.

Copies are available on request from:
The Publications Office
National Energy Board
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: 403-292-5576
Phone: 403-299-3562
1-800-899-1265

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Printed in Canada

Table des matières

1. Dispositif 1

2. Introduction et contexte 5

2.1 Aperçu de la demande et audience 5
2.2 Description du réseau principal, du réseau de l'Alberta et du réseau Foothills 5
2.3 Changements récents dans le contexte commercial du réseau principal 8
2.3.1 Gaz de schiste américain 8
2.3.2 Recul de la production du BSOC 9
2.3.3 Autres marchés pour le gaz du BSOC 11
2.3.4 Consommation de la production de l'Ouest canadien 12
2.3.5 Évolution des pratiques contractuelles des utilisateurs du réseau principal . 13
2.3.6. Augmentation des droits du réseau principal 14
2.4 Teneur de la proposition de restructuration 15
2.5 Aperçu des propositions des intervenants 16
2.5.1 Association of Power Producers of Ontario 17
2.5.2 Association des consommateurs industriels de gaz 17
2.5.3 Association canadienne des producteurs pétroliers 17
2.5.4 Expéditeurs desservant la zone de marché 18

3. Prévision de débit 19

4. Base tarifaire et recouvrement des coûts 29

4.1 Pacte réglementaire et recouvrement du capital investi 29
4.2 Risque fondamental couru par le réseau principal 38
4.3 Propositions concernant la titrisation 51

5. Proposition visant l'amortissement du réseau principal 57

5.1 Maintien de l'amortissement par segment 57
5.2 Horizons de planification économique distincts pour chaque segment 58
5.3 Réaffectation de l'amortissement cumulé 61

6. Prolongement du réseau de l'Alberta 74

7. Propositions touchant la conception des droits du réseau principal ... 87
7.1 Abolition des zones tarifaires ... 87
7.2 Changements touchant le droit lié au produit et l'affectation des coûts du réseau principal ... 95
7.2.1 Élimination du droit lié au produit ... 95
7.2.2 Changements à la méthode d'affectation des coûts ... 97
7.3 Traitement des coûts associés au TPT sur le réseau TQM ... 108
7.4 Méthode de tarification proposée pour la pression de livraison ... 117
7.5 Compte d'ajustement à court terme ... 120
7.6 Compte d'ajustement à long terme ... 121
7.7 Calcul de la distance pour les services de transport à grande distance et à courte distance ... 125
7.8 Méthode de calcul des centres de charge des zones de livraison de distributeur ... 127
7.9 Distance de transport pour le STS et le STS-L ... 128
7.10 Traitement des coûts associés à l'agrandissement du réseau principal Est ... 130
7.11 Élimination de la distinction relative au transport à contre-courant ... 131
7.12 Élimination de la méthode de tarification intra-Saskatchewan et du différentiel de prix Est-Ouest ... 133

8. Propositions visant les services et la tarification du réseau principal ... 135
8.1 Tarification variable pour le TI et le TG-CT ... 135
8.2 Durée minimale du TG-CT ... 145
8.3 Moment d'application de la prime relative au TG-CT ... 147
8.4 Prime pour le SG-CP ... 149
8.5 Service à prix fixe pluriannuel ... 149
8.6 Mécanisme d'atténuation du risque ... 152
8.7 Proposition d'abolir certains services ... 160
8.8 Service bidirectionnel et créneaux de commande ... 161
8.9 Service garanti saisonnier assorti de droits de renouvellement ... 164

9. Rendement équitable et risque commercial pour le réseau principal ... 166
9.1 Norme de rendement équitable ... 166
9.2 Risque commercial ... 167
9.2.1 Risque fondamental et risque de variabilité ... 167
9.2.2 Risque commercial général ... 168
9.2.3 Risque d'approvisionnement ... 170
9.2.4 Risque de marché ... 175
9.2.5 Risque de concurrence ... 177
9.2.6 Risque de réglementation ... 180
9.3 Échantillons de sociétés comparables ... 186
9.4 Estimation du coût du capital ... 195
9.4.1 Méthode de positionnement du risque ... 195
9.4.2 Modèle des flux monétaires actualisés (FMA) ... 199
9.4.3 CMPCAI et risque financier ... 202
9.5 Rendement équitable pour le réseau principal ... 209
9.5.1 Recommandations quant au rendement ... 209
9.5.2 Ajustement pour les coûts structurels de la dette ... 211
9.5.3 Détermination de la structure du capital ... 213

10. Besoins en produits du réseau principal en 2011 ..... **218**

11. Besoins en produits du réseau principal pour 2012 et 2013 ..... **220**
- 11.1 Coûts non contestés 221
- 11.2 Transport par des tiers 221
- 11.3 Coûts associés à l'intégrité des gazoducs et aux franchises d'assurance 230
- 11.4 Comptes de report 232
- 11.5 Contribution de TransCanada 233

12. Droits fixes pluriannuels pour le réseau principal **234**
- 12.1 Droits proposés et de niveau concurrentiel pour le réseau principal 234
  - 12.1.1 Droits proposés 234
  - 12.1.2 Niveau concurrentiel des droits pour le réseau principal 236
- 12.2 Proposition d'établissement de droits fixes pluriannuels de l'ACPP 252
- 12.3 Mécanisme incitatif visant le réseau principal 268

13. Processus de réglementation du réseau principal **275**

Liste des figures

Figure 2-1 Réseau principal de TransCanada 6
Figure 2-2 Réseau de l'Alberta 7
Figure 2-3 Réseau Foothills 8
Figure 2-4 Prévision de la production de gaz de schiste dans le bassin de Marcellus 9
Figure 2-5 Production de gaz naturel dans le BSOC, selon la source 10
Figure 2-6 Nombre de raccordements de puits par année et croissance de la production 11
Figure 2-7 Consommation de la production du BSOC 12
Figure 2-8 Demande annuelle de service garanti sur le réseau principal, selon le type de parcours 13
Figure 2-9 Livraisons suivant le service garanti et d'autres services 14
Figure 2-10 Droits du service garanti du réseau principal jusqu'à la zone de l'Est 15
Figure 3-1 Prévision de l'offre du BSOC 20
Figure 3-2 Prévision du débit du réseau principal selon les réceptions de l'Ouest – Cas 1 à 7 21
Figure 5-1 Segmentation des actifs du réseau principal aux fins d'amortissement 57
Figure 6-1 Réceptions et livraisons sur le réseau Foothills, le réseau de l'Alberta et le réseau principal en 2011 78
Figure 7-1 Réseau principal de TransCanada, avec les ZLD 88
Figure 9-1 Scénarios d'offre faible, de référence ou élevée de TransCanada 171
Figure 9-2 Raccordements de puits de gaz et croissance de la production dans le BSOC 172
Figure 9-3 Production tirée de sources non classiques 173
Figure 9-4 Demande gazière historique et prévue dans les marchés de l'Est du réseau principal 176
Figure 9-5 Illustration des facteurs qui ont influé sur le RCA autorisé pour le réseau principal 217
Figure 11-1 Coûts totaux de TPT du réseau principal de 2004 à 2013 222

Liste des tableaux

Tableau 2-1 Comparaison des droits de 2013 établis suivant la proposition de restructuration et le scénario du statu quo ($/GJ) 16
Tableau 3-1 Scénarios relatifs aux débits 19
Tableau 6-1 Prévisions des quantités contractuelles et des coûts annuels du TPT en 2012 74
Tableau 9-1 Évaluations des ressources non classiques 173
Tableau 9-2 Résultats selon le positionnement du risque pour l'échantillon des pipelines 197
Tableau 9-3 Résultats selon le modèle des FMA par étapes pour les échantillons des services publics canadiens et des SDL de gaz 201
Tableau 9-4 Résultats du CMPCAI 203
Tableau 9-5 Estimations ponctuelles utiles à l'égard du rendement équitable 209
Tableau 11-1 Besoins en produits du réseau principal proposés pour 2012 et 2013 (en milliers de dollars) 220
Tableau 11-2 Coûts du TPT comme composante des besoins en produits du réseau principal (en millions de dollars) 221
Tableau 11-3 Volumes de TPT sur le réseau GLGT (Dth/j), par parcours 229
Tableau 12-1 Droits avancés par TransCanada et des intervenants 235
Tableau 12-2 Comparaison des coûts de livraison du gaz en 2013 jusqu'à Dawn à partir du BSOC et de la formation de Marcellus (en $/GJ) 238

Liste des annexes

I Ordonnance sur les droits TG-002-2013 279
II Liste des questions 282
III Historique détaillé de l'instance 283
IV Processus de réglementation simplifié 285
V Avis d'intention de déposer une demande 288

Sigles et abréviations

ACIG	Association des consommateurs industriels de gaz
ACPP	Association canadienne des producteurs pétroliers
ANE	Alberta Northeast Gas, Limited
APPrO	Association of Power Producers of Ontario
ATCO Gas	ATCO Gas and Pipelines Ltd.
BP	BP Canada Energy Group ULC
BPB	besoins en produits bruts
BSOC	bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
CACT	Compte des ajustements à court terme
CALT	compte d'ajustement à long terme
CASD	compte des ajustements de stabilisation des droits
CMPC	coût moyen pondéré du capital
CMPCAI	coût moyen pondéré du capital après impôt
CNO	canalisation du Nord de l'Ontario
CT-CP	service à court terme – court préavis
Dth/j	décatherme par jour
EE et A	exploitation, entretien et administration
EZM	expéditeurs desservant la zone de marché, constitués d'Enbridge Gas Distribution Inc., d'Union Gas Limited et de Société en commandite Gaz Métro
FDI	frais liés à la demande inutilisée
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (États-Unis)
FMA	flux monétaires actualisés

Foothills	Foothills Pipe Lines Ltd.
FSM	frontière Saskatchewan–Manitoba
Gaz Métro	Société en commandite Gaz Métro
GEO	Groupe d'exportateurs de l'Ouest
GJ	gigajoule
GLGT	Great Lakes Gas Transmission Company
GNL	gaz naturel liquéfié
Gpi^3/j	milliard de pieds cubes par jour
GTD	Groupe de travail sur les droits du réseau principal
IGCAA	Industrial Gas Consumers Association of Alberta
Loi sur l'ONÉ	*Loi sur l'Office national de l'énergie*
MAR	mécanisme d'atténuation du risque
MÉA	ministère de l'Énergie de l'Alberta
MÉAF	modèle d'évaluation des actifs financiers
MEÉAF	modèle empirique d'évaluation des actifs financiers
MTR	méthode de tarification de rechange
NGTL ou NOVA	NOVA Gas Transmission Ltd.
NIT	carrefour d'échanges gaziers sur le réseau de NOVA (de l'anglais *NOVA Inventory Transfer*)
Office ou ONÉ	Office national de l'énergie
Ontario	ministère de l'Énergie de l'Ontario
PCGR	principes comptables généralement reconnus
PDD	produits divers discrétionnaires

PR ou proposition de restructuration	proposition de restructuration des affaires et des services présentée par TransCanada
Prairies	canalisation des Prairies du réseau TransCanada
PRM	prime de risque de marché
prolongement ou PRA	prolongement du réseau de l'Alberta
Québec	ministère des Ressources naturelles et de la Faune du Québec
RCA	rendement du capital-actions ordinaire
RNCG	*Règlement de normalisation de la comptabilité des gazoducs*
SCO	société en commandite ouverte
SDL	société de distribution locale
SEPAC	Small Explorers and Producers Association of Canada
SG	service de transport garanti
SG-CP	service garanti à court préavis
SG-P	service garanti points à point
SGH-LT	service garanti d'hiver à long terme
SGO	service garanti offert
SPFP	service à prix fixe pluriannuel
SQ	méthode de tarification actuelle de TransCanada, dite le statu quo
STS	service de transport assorti de stockage
STS-L	service de transport assorti de stockage – lié
Tenaska	Tenaska Marketing Canada
TG-CT	service de transport garanti à court terme
TI	service de transport interruptible

TJ/j	térajoule par jour
TPT	transport par des tiers
TQM	Gazoduc TransQuébec & Maritimes Inc.
TransCanada	TransCanada PipeLines Limited, sous réserve d'indication contraire
UCA	Office of the Utilities Consumer Advocate
Union	Union Gas Limited
YEC	York Energy Centre
ZLC	zone de livraison du Centre
ZLCN	zone de livraison du Centre-Nord
ZLD	zone de livraison de distributeur
ZLE	zone de livraison de l'Est
ZLSO	zone de livraison du Sud-Ouest
ZLSS de Centram	zone de livraison du Sud de la Saskatchewan de Centra Manitoba
ZLSSM	zone de livraison de Saut Ste. Marie

Glossaire

année d'essai	Période prospective de 12 mois utilisée aux fins de l'établissement des droits.
année de prévision	L'année tarifaire portant du 1er janvier au 31 décembre 2011.
besoins en produits	Correspondent au coût total de prestation du service, comprenant les charges d'exploitation et d'entretien, l'amortissement comptable et financier, les impôts et le rendement de la base tarifaire.
Bêta	Indice mesurant le niveau de risque systématique d'un titre; il permet d'estimer l'amplitude des variations du cours d'une action par rapport à la fluctuation moyenne de l'ensemble des titres sur le marché.
centre de charge	Point, à l'intérieur de chaque zone tarifaire ou zone de livraison intérieure, établi en fonction de la distance de transport moyenne, pondérée par la quantité d'énergie, des livraisons effectuées suivant le service garanti pendant l'année de base.
contribution de TransCanada	Contribution volontaire accordée par TransCanada pour réduire les besoins en produits du réseau principal en 2012 et 2013.
coût structurel de la dette	Le coût historique moyen pondéré de l'encours de la dette d'une société.
demande	Demande visant la restructuration d'entreprise et de services et les droits exigibles sur le réseau principal en 2012-2013.
déterminants de facturation	Valeurs calculées utilisées pour répartir les besoins en produits d'une société pipelinière entre les payeurs de droits. Les déterminants de facturation tiennent compte des volumes transportés et de la distance parcourue.
droits définitifs du réseau principal	Droits exigibles pour les services de transport offerts sur le réseau principal entre le 1er janvier 2012 et le 31 décembre 2013.
étude du débit	Étude portant sur le débit de la partie canadienne du réseau principal de TransCanada en 2012-2013.

étude sur l'amortissement	Étude sur l'amortissement du réseau principal.
gaz de schiste	Gaz non classique dont les molécules sont principalement piégées à l'intérieur de la matière organique contenue dans une roche mère composée de schiste argileux à grain fin.
Groupe de travail sur les droits	Groupe de travail mixte de l'industrie, créé par TransCanada, qui regroupe tous les secteurs de l'industrie gazière (producteurs, négociants, courtiers, sociétés pipelinières) en plus des gouvernements provinciaux, des sociétés de distribution locale et des consommateurs industriels ultimes.
modèle d'évaluation des actifs financiers	Une des méthodes utilisées pour estimer le coût des capitaux propres, où l'on compare le rendement et les risques associés aux actions d'une société à ceux de l'ensemble des titres sur le marché.
modèle des flux monétaires actualisés	Méthode servant à estimer le coût du capital-actions ordinaire, fondée sur les dividendes escomptés des actions de la société et une estimation du taux de croissance des dividendes à venir.
ordonnances touchant le règlement	Le règlement 2007-2011 a été approuvé suivant l'ordonnance TG-06-2007 de l'Office et modifié aux termes des ordonnances TG-01-2008 et TG-06-2009.
point de base	Unité correspondant à un centième de un pour cent, utilisé en rapport avec les taux d'intérêt ou le rendement sur le capital-actions.
prolongement du réseau de l'Alberta	Prolongement des services du réseau de l'Alberta de TransCanada.
proposition de restructuration	Proposition de TransCanada concernant la restructuration d'entreprise et de services.
règlement	Règlement 2007-2011 visant les droits du réseau principal.
réseau principal	Réseau principal de transport de gaz naturel de TransCanada.
RH-1-72	Phase II de l'instance de l'ONÉ portant sur la demande de TransCanada en date du 14 août 1969 concernant les droits et le Tarif.

RH-2-2004 Phase II	Instance de l'ONÉ portant sur la demande de TransCanada concernant les droits et le Tarif du réseau principal en 2004.
RH-3-86	Instance de l'ONÉ portant sur la demande de TransCanada visant de nouveaux droits prenant effet le 1er janvier 1987.
RH-3-2004	Instance de l'ONÉ portant sur la demande de TransCanada visant la jonction North Bay.
RH-4-2001	Instance de l'ONÉ portant sur la demande de TransCanada concernant un rendement équitable pour 2001-2002 et le coût du capital du réseau principal.
risque commercial	Le risque inhérent à la nature d'une activité commerciale particulière (par opposition au risque financier). Dans le cas des pipelines, il englobe ordinairement le risque d'approvisionnement, le risque de marché, le risque de réglementation, le risque de concurrence et le risque d'exploitation.
risque d'approvisionnement	Le risque que la disponibilité matérielle de ressources en gaz naturel affecte la capacité d'un pipeline de générer des produits.
risque de concurrence	Le risque commercial qui résulte de la concurrence qui s'exerce aux deux extrémités d'un réseau pipelinier, soit du point de vue des approvisionnements et des marchés.
risque de marché	Le risque commercial qui tient à la taille globale du marché et à la part du marché qu'une société pipelinière réussit à capter.
risque de réglementation	Le risque auquel la capacité d'un élément d'actif de générer des produits est exposée en raison du mode de réglementation de la société.
risque financier	Le risque inhérent à la structure du capital d'une société; celui-ci augmente à mesure que s'accroît la proportion de la dette.
statu quo	Méthode de tarification actuelle dans le réseau TransCanada.
structure du capital	Composition du financement d'une entreprise; elle s'exprime généralement par une ventilation, en pourcentage, des types de capitaux employés.

transport à courte distance	Service de transport débutant à des points autres qu'Empress ou qu'un point de réception en Saskatchewan.
transport à grande distance	Service de transport débutant à Empress ou à un point de réception en Saskatchewan.
zone de livraison	Région géographique à l'intérieur d'une zone tarifaire, qui comprend plusieurs points de livraison où les expéditeurs prennent livraison de leur gaz naturel.

Exposé et comparutions

CONFORMÉMENT À la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et à ses règlements d'application;

PAR SUITE D'une demande que TransCanada PipeLines Limited, NOVA Gas Transmission Ltd. et Foothills Pipe Lines Ltd. ont présentée le 1er septembre 2011 en vertu de la partie IV de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* en vue d'obtenir des ordonnances autorisant, notamment, les droits que TransCanada PipeLines Limited peut percevoir pour les services de transport fournis sur son réseau principal de pipeline (réseau principal) du 1er janvier 2012 au 31 décembre 2013, dans le dossier OF-Tolls-Group1-T211-04 01;

CONFORMÉMENT À l'ordonnance d'audience RH-003-2011 de l'Office national de l'énergie, en date du 27 septembre 2011.

CONFORMÉMENT À certaines propositions faites par les intervenants durant l'instance RH-003-2011 sollicitant des décisions ou des ordonnances énonçant la façon dont les droits doivent être fixés pour les services de transport sur le réseau principal pour 2012 et les années subséquentes.

ENTENDUE à Calgary, en Alberta, les 4, 5, 6, 7, 8, 11, 12, 13, 14, 15, 18, 19, 20, 21, 22, 25, 26, 27, 28 et 29 juin 2012, à Toronto, en Ontario, les 9, 10, 11, 12, 13, 16, 17, 18, 19 et 20 juillet 2012, à Montréal, au Québec, les 20, 21, 22, 23, 24, 27, 28, 29, 30 et 31 août 2012, et à Calgary, en Alberta, les 10, 11, 12, 13, 14, 17, 18, 19, 20, 21, 24, 25, 26 et 28 septembre 2012, les 1er , 2, 3, 4 octobre 2012, les 13, 14, 15, 16, 19, 20, 21, 22, 23, 29 et 30 novembre 2012 et les 3, 4 et 5 décembre 2012;

DEVANT :

G. Caron	Membre présidant l'audience
G.A. Habib	Membre
L. Mercier	Membre

Comparutions	**Participants**	**Témoins**
C.K. Yates, c.r.	TransCanada PipeLines Limited	D. Bell
W. Moreland	NOVA Gas Transmission Ltd.	N. Bowman
P. Keys	Foothills Pipe Lines Ltd.	P.R. Carpenter
G.K. Cameron		D. Chittick
		S. Clark
		J.J. Dueck
		S. Emond
		A.M. Engen
		R. Fleck
		J. Guest
		K. Hirak

		J. Hunter A. Jamal K. Johannson L. Kennedy A.L. Kolbe W.A. Langford G. Lohnes M. McAndrew K. Nelson F. Pilley S. Pohlod J.J. Reed M. Ritsch C.S. Sieppert B. Sullivan C. Tosi M.J. Vilbert
I. Mondrow D. Butters	Association of Power Producers of Ontario	D. Butters R. Cary E.H. Crowe A. Safir J. Wolnik
L.L. Manning	Association canadienne des producteurs pétroliers	L.D. Booth A.S. Cheung D. Collyer R. Cusson M. Drazen M. Edwards R. Eresman B. Jardine H. Johnson R. Mikkelson R. Orans D. Thorn
B. Roth G. Sproule L. Estep	Industrial Gas Consumers Association of Alberta	R. McNeil G. Sproule K. Wazney
G. Sarault	Association des consommateurs industriels de gaz	G.B. Inge M.A. Newton B. Otis D.E. Wiggins

G. Leach	Small Explorers and Producers Association of Canada	
R. Twyman	Groupe d'exportateurs de l'Ouest	
N. Gretener	Alberta Northeast Gas, Limited	J. Carmichael J.P. Rudiak J.A. Stanzione D. Yardley
B. Troicuk	Alliance Pipeline Ltd.	
J. Liteplo C. Bystrom	AltaGas Ltd.	
D. Holgate	Apache Canada Ltd.	
K. Illsey	ATCO Gas and Pipelines Ltd	M. Bayley M. Gillis
J.D. Brett C. Worthy B. Carr R. Vandergrift	BP Canada Energy Group ULC	
I. Mondrow	Brooklyn Navy Yard Co-Generation	
D. Davies	Cenovus Energy Inc.	
M. Boyd	Centra Gas Manitoba, Inc.	G. Barnlund L. Stewart
L. Cusano	ConocoPhillips Canada	
L. Cusano	Devon Canada Corporation	
I. Mondrow	Dynegy Gas Imports, L.L.C.	
D. Crowther	Enbridge Gas Distribution Inc.	M. Giridhar P. Bouchard R.A. Feingold B.B. Henning J.D. Makholm
R. Zanin	Enbridge Inc.	

R. Zanin	Pipelines Enbridge Inc.	
D. Davies	Encana Corporation	
D. Holgate	Enerplus Corporation	
R. Stubbings	ENMAX Energy Corporation	
A. Ross F. Foran, c.r.	Goreway Station Partnership LP	
D. Holgate	Husky Energy Marketing, Inc.	
A. Duke R.R. Moore	Imperial Oil Resources et ExxonMobil Canada	
J. Smellie	J.P. Morgan Commodities Canada	
D. White	Nexen Inc.	
A. Chulsky	Pembina Pipeline Corporation	
S. Boucher-Chen	Plains Midstream Canada ULC	
I. Mondrow	Selkirk Cogen Partners LP	
D. Burnie	Shell Canada Energy	
S. Meilleur	Shell Energy North America (Canada) Inc.	
E. Dunberry P. Cabana M.-C. Hivon D. Rhéaume	Société en commandite Gaz Métro	P. Cabana P. Bouchard R.A. Feingold B.B. Henning J.D. Makholm
T. Hughes G. Giesbrecht	Talisman Energy Inc.	
M. Stauft	Tenaska Marketing Canada	T. Cameron T. Lange
H. Huber	TransGas Limited	

L.E. Smith, c.r. P. Planting P. Piett	Union Gas Limited	P. Piett P. Bouchard R.A. Feingold B.B. Henning J.D. Makholm
A. Ross F. Foran, c.r.	York Energy Centre LP	
M. Forster C. King	Ministère de l'Énergie de l'Alberta	M.O. Foss R.G. Smead
A. Davies R. Meyers	Ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique	G. McLaren
D. Daigle	Ministère des Ressources naturelles et de la Faune du Québec	
E. Sweet	Ministère de l'Énergie de l'Ontario	
R. B. Wallace	Office of the Utilities Consumers Advocate	
D. Audino P. Khan	Office national de l'énergie	

Chapitre 1

Dispositif

Le contexte commercial

La situation dans laquelle se trouve le réseau principal est inédite. Aucun gazoduc d'envergure relevant de la réglementation de l'Office n'a jamais subi les forces du marché avec autant de vigueur que le réseau principal en ce moment. Les droits sur le réseau principal ont beaucoup augmenté en très peu de temps en réaction à une diminution marquée du débit.

La façon dont TransCanada réagira aux changements qui s'opèrent dans son contexte commercial déterminera l'avenir du réseau principal, aux prises avec une concurrence sans cesse plus vive sur le plan de l'approvisionnement découlant de la demande intérieure de l'Alberta, d'autres gazoducs qui partent du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) et des nouveaux marchés en quête du gaz du BSOC. De plus, le réseau principal doit concurrencer les gazoducs transportant le gaz de schiste et le gaz de réservoir étanche des bassins situés aux États-Unis d'Amérique jusqu'aux marchés de l'Est. Il est essentiel que le réseau principal parvienne à s'ajuster à cette nouvelle conjoncture, car les consommateurs de l'Est pourraient ne pas renouveler leurs contrats et une infrastructure de contournement pourrait s'ajouter.

En outre, on ne peut pas continuer de compenser la diminution du débit du réseau principal en majorant les droits tous les ans. Les expéditeurs du service de transport garanti (SG) qui continuent d'utiliser le réseau principal ont dû assumer les coûts associés à la variation du débit, ainsi que les coûts et les risques de concurrence. Si cette situation persiste, le caractère concurrentiel du réseau principal pourrait être affaibli davantage, et la cause fondamentale de la baisse de débit, aggravée.

Notre décision

L'approche fondée sur des droits fixes pluriannuels que nous avons adoptée met fin aux majorations de droits. Notre décision fixe le droit pour le service garanti d'Empress, en Alberta, à Dawn, en Ontario, à 1,42 $/gigajoule (GJ), plutôt qu'à 2,58 $/GJ comme il l'aurait été en 2013 suivant le scénario du statu quo. Nous prévoyons que ce droit sera maintenu jusqu'en 2017. Conscients du risque commercial accru avec lequel le réseau principal est aux prises, nous avons approuvé un rendement du capital-actions (RCA) de 11,5 % sur un ratio du capital-actions ordinaire de 40 %. Nous avons aussi autorisé une mesure incitative qui augmentera davantage les bénéfices du réseau principal si les produits nets annuels surpassent les prévisions.

Nous avons approuvé plusieurs éléments de la proposition de restructuration présentée par TransCanada, notamment tous les changements relatifs à la répartition des coûts du réseau principal, l'abolition des zones tarifaires et l'élimination du mécanisme d'atténuation du risque. Dans certains cas, la latitude que nous accordons à TransCanada va au-delà de ce qu'elle

demandait. C'est le cas, entre autres, pour la tarification du service de transport interruptible (TI) et du service garanti à court terme (SG-CT).

Par contre, nous n'avons pas autorisé le prolongement du réseau de l'Alberta (PRA), la réaffectation de l'amortissement cumulé et le traitement demandé des coûts liés au contrat passé par TransCanada pour des services de transport sur le réseau Trans Québec et Maritimes Inc. (TQM). À notre avis, le PRA constitue un déplacement de coûts inacceptable entre des sociétés affiliées et est contraire aux bons principes de tarification comme celui de la « non-acquisition de droits ou d'obligations » qui, nous semble-t-il, doit être maintenu. Par ailleurs, nous estimons que les coûts et les avantages ne se prolongent pas au-delà de l'échéance du contrat à l'origine de la demande de services et de la prestation de ce service. Le PRA ne respecte pas ce principe et, par conséquent, les droits qui en résultent ne peuvent pas être justes et raisonnables.

Droits fixes pluriannuels

Nous croyons que des droits fixes pluriannuels outilleront mieux le réseau principal pour surmonter les obstacles que dresse devant lui le contexte commercial dans lequel il évolue. Puisqu'il est prévu que le débit du réseau principal augmentera, l'établissement d'un droit pour le SG qui représente une moyenne sur plusieurs années se traduira par une baisse de ce droit dans l'immédiat et rendra le réseau principal plus concurrentiel.

Par ailleurs, des droits fixes pluriannuels insufflent un élément de certitude et de stabilité dans les droits pour les expéditeurs. Ceux-ci avaient indiqué qu'il était difficile de prendre des décisions en matière de contrats et d'investissements s'ils ignoraient quels seraient les coûts de transport sur le réseau principal. En outre, des droits fixes pluriannuels offrent un avantage concurrentiel par rapport au scénario du statu quo ou aux autres éléments de la proposition de restructuration que nous avons approuvés.

Plus grande latitude dans la tarification

La méthode de tarification actuellement en place pour le TI et le SG-CT ne convient pas. La participation aux coûts fixes du réseau principal par les expéditeurs utilisant le TI et le SG-CT pour répondre à leurs besoins de service garanti est insuffisante. De plus en plus, les expéditeurs satisfont leurs exigences de transport du gaz en périodes de pointe en souscrivant le SG-CT pendant de courtes périodes (parfois une semaine seulement) et ne paient que 110 % du droit pour le SG correspondant pendant ces périodes. Cette pratique leur procure l'assurance qu'ils bénéficieront du service recherché tout en ne payant qu'une fraction du coût de maintien de la capacité du réseau principal sur une année entière.

La latitude demandée par TransCanada dans sa proposition de restructuration à l'égard de la tarification nous a semblé insuffisante. À notre avis, accorder à TransCanada plus de souplesse pour établir les prix plancher de soumission pour le TI et le SG-CT lui offrira l'occasion de recouvrer les coûts afférents à sa capacité pendant la période où celle-ci est utilisée, auprès de ceux qui utilisent cette capacité.

TransCanada devra déterminer quel est le juste prix pour le TI et le SG-CT. L'optimisation des déterminants de facturation et la maximisation des produits nets du réseau principal, tout en réduisant la menace d'une infrastructure concurrente, exigeront de TransCanada qu'elle fasse preuve de jugement dans l'établissement des droits. Elle devra aussi répondre de la façon dont elle use de sa discrétion et pourra se prévaloir du nouveau mécanisme incitatif que nous mettons en place afin de prendre des décisions qui susciteront le maximum de produits nets pour le réseau principal. À long terme, cela sera avantageux pour les expéditeurs qui ont recours au réseau principal.

Un processus de réglementation simplifié

Le marché du gaz naturel en Amérique du Nord a changé et continue de changer. Nous comprenons qu'il puisse être nécessaire d'offrir de nouveaux produits et services en réaction à l'évolution du marché. À notre avis, le processus existant pour approuver des changements au panier de produits et de services du réseau principal peut être amélioré pour que celui-ci réponde plus adéquatement à la conjoncture de concurrence. Ainsi, nous avons créé et mettrons en application un processus de réglementation simplifié pour les propositions de nouveaux produits et de tarification. Dorénavant, l'Office national de l'énergie (Office ou ONÉ) pourra rendre sa décision à l'égard de ces propositions en aussi peu que dix semaines à partir du dépôt de la demande. Cela permettra au réseau principal de mieux réagir à la concurrence et apaisera les craintes que les conditions sur le marché aient changé dans l'intervalle au point de rendre les droits fixes pluriannuels non concurrentiels sur certains parcours.

Possibilité de recouvrer les coûts

Nous n'interdisons le recouvrement d'aucun investissement dans les droits. Pour arriver à cette conclusion, nous avons misé davantage sur la prévision de TransCanada selon laquelle le débit du réseau principal augmentera. Par conséquent, nous estimons qu'il faut donner à TransCanada le temps et les outils pour qu'elle s'adapte à son contexte commercial et le temps de saisir au maximum les occasions que suscitera notre décision.

Nous savons bien que les prévisions de débit, de coûts et de produits peuvent ne pas se matérialiser. Nous avons suppléé à cette possibilité en accordant au réseau principal un rendement plus élevé pour tenir compte du risque de variabilité accru auquel sera soumis son flux de trésorerie du fait qu'il sera davantage fonction de l'exactitude de la prévision de débit que par le passé. Nous prenons acte du fait que la prévision de produits pour le service discrétionnaire sur le réseau principal est prudente et qu'elle reposait sur la prémisse que celui-ci disposerait d'une moins grande latitude pour fixer les droits du TI et du SG-CT. Par conséquent, il est possible que les produits et les bénéfices du réseau principal surpassent cette prévision.

Si les reports de coûts devaient excéder la prévision, cela pourrait vouloir dire qu'un risque fondamental du réseau principal s'est matérialisé, et il serait possible de rejeter des coûts. Dans une telle éventualité, il ne faudrait pas conclure que TransCanada n'a pas eu une occasion raisonnable de recouvrer ses coûts, mais plutôt que les événements ont pris une tournure imprévue ou que TransCanada n'a pas su saisir l'occasion qui lui était offerte. Il serait alors possible que TransCanada encaisse une perte, risque auquel toutes les entreprises évoluant dans un marché compétitif s'exposent.

Conclusion

Le réseau principal fait face à un risque de concurrence accru. Dans cette optique, nous lui avons fourni les outils nécessaires pour maîtriser ce risque et, grâce à la surveillance réglementaire et à la mise en place d'un processus de réglementation souple, opérer les changements nécessaires. Nous jugeons qu'il est important de procéder ainsi, peu importe ce que l'avenir réserve au réseau principal, c'est-à-dire qu'il continue à offrir des services de livraison du gaz en utilisant la totalité ou une partie de ses installations.

Notre décision donne à TransCanada les moyens de se mesurer aux forces du marché en proposant des solutions axées sur ce marché. Il incombe à TransCanada de veiller à ce que le réseau principal soit rentable et à ce qu'il continue d'être un actif important pour raccorder le BSOC et les marchés de l'Est. L'utilisation que font les consommateurs du réseau principal comme moyen d'approvisionnement et les producteurs comme moyen de rejoindre les marchés ne peut être déterminée que par des marchés qui fonctionnent sans entraves. TransCanada ne doit pas s'attendre à ce que la réglementation mette le réseau principal à l'abri des risques commerciaux inhérents à ses activités. Elle doit faire face à la réalité de la concurrence dans laquelle le réseau principal est plongé.

Nous avons fourni à TransCanada les outils nécessaires à la production de résultats positifs pour ses actionnaires et ses clients. Elle doit maintenant faire bon usage de ces outils afin de bâtir un avenir rentable pour le réseau principal.

Gaétan Caron
Membre présidant l'audience

Georgette Habib
Membre

Lyne Mercier
Membre

Calgary (Alberta)
Mars 2013

Chapitre 2

Introduction et contexte

2.1 Aperçu de la demande et audience

Le 1er septembre 2011, TransCanada PipeLines Limited (TransCanada), NOVA Gas Transmission Ltd. (NOVA ou NGTL) et Foothills Pipe Lines Ltd. (Foothills) (désignées collectivement « TransCanada » à moins que le contexte ne l'exige) ont présenté une demande à l'Office national de l'énergie (l'Office), en vertu des parties I et IV de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Loi sur l'ONÉ)[1], pour obtenir les autorisations requises afin de mettre en œuvre un projet de restructuration des services offerts sur le réseau principal de transport de gaz naturel de TransCanada (réseau principal), le réseau de l'Alberta de TransCanada (réseau de l'Alberta) et le réseau Foothills de TransCanada (réseau Foothills). Dans la demande, TransCanada a aussi sollicité la délivrance d'ordonnances pour fixer et autoriser les droits exigibles pour les services de transport fournis sur le réseau principal du 1er janvier 2012 au 31 décembre 2013.

L'Office a délivré une ordonnance d'audience le 27 septembre 2011 afin de convoquer une audience publique orale portant sur la demande. Peu après, il a tenu une conférence préparatoire pour cerner les enjeux qu'il convenait d'examiner au cours de l'instance RH-003-2011 et recueillir des commentaires sur la meilleure façon d'instruire la demande. Le lecteur trouvera aux annexes II et III de la décision la liste des questions que l'Office a relevées en vue de leur examen à l'audience et une description détaillée de la façon dont l'Office a procédé à l'instruction de la demande. La portion orale de l'audience, comprenant le contre-interrogatoire et la plaidoirie, s'est déroulée à Calgary, à Toronto et à Montréal, et s'est étalée sur 72 jours.

2.2 Description du réseau principal, du réseau de l'Alberta et du réseau Foothills

TransCanada est propriétaire-exploitante du réseau principal, un réseau de transport de gaz naturel à haute pression qui s'étend d'Empress, en Alberta, près de la frontière de la Saskatchewan, jusqu'au Québec, en passant par la Saskatchewan, le Manitoba et l'Ontario, et se raccorde à divers gazoducs en aval, canadiens et internationaux. Le réseau principal comprend trois segments géographiques, notamment le segment des Prairies, la canalisation du Nord de l'Ontario (CNO) et le triangle de l'Est, constitués chacun de plusieurs canalisations.

Le segment des Prairies débute à Empress, en Alberta, et s'étend vers l'est jusqu'à un point situé près de Winnipeg, au Manitoba. La CNO commence à Winnipeg et se poursuit vers l'est jusqu'à un point qui se trouve près de North Bay, en Ontario. Débutant à North Bay, le triangle de l'Est s'étend vers le sud jusqu'à un point se trouvant près de Toronto, en Ontario, et vers l'est, jusqu'à un point situé près d'Ottawa, en Ontario. Ces deux points sont reliés par un tronçon du triangle

---

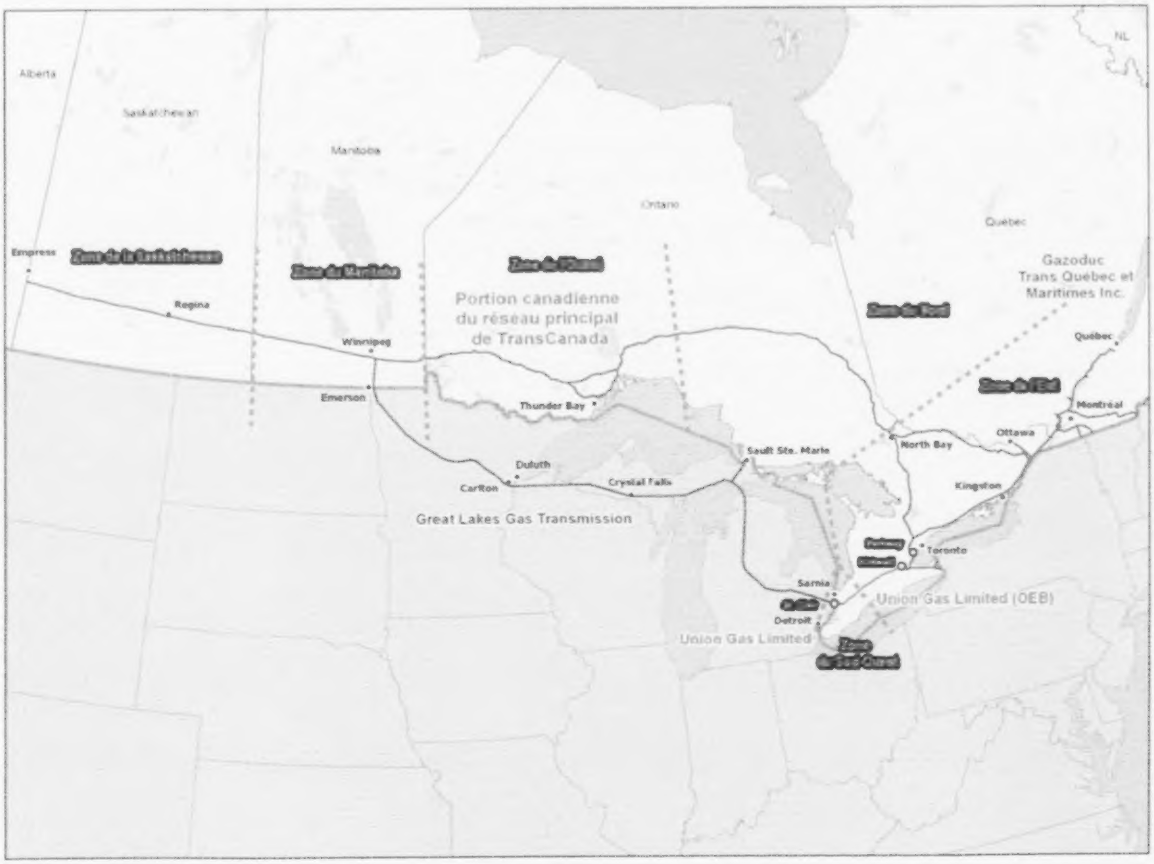
[1] L.R. 1985, ch. N-7

de l'Est, désigné la canalisation de Montréal, qui débute près de Toronto et aboutit près de Montréal, au Québec.

De plus, le réseau principal intégré comprend des droits contractuels de transport de gaz naturel (en vertu de contrats de transport par des tiers, ou TPT) sur le réseau de Great Lakes Gas Transmission Company (GLGT), soit d'Emerson, au Manitoba, à St. Clair, au Michigan; sur le réseau d'Union Gas Limited (Union), de Dawn, en Ontario, à Parkway, en Ontario, et à Kirkwall, en Ontario; et sur le réseau TQM, de Saint-Lazare à Saint-Nicolas et à East Hereford, le tout situé au Québec. GLGT et TQM sont des sociétés affiliées de TransCanada. La figure 2-1 renferme une carte du réseau principal.

Le réseau principal intégré peut acheminer aux marchés jusqu'à 7,0 milliards de pieds cubes par jour (Gpi^3/j) (198,3 Mm^3/j) de gaz provenant du BSOC.

Figure 2-1 Réseau principal de TransCanada



NOVA est une filiale en propriété exclusive de TransCanada et est propriétaire du réseau de l'Alberta, vaste réseau de transport de gaz naturel s'étendant en Alberta et dans le nord-est de la Colombie-Britannique, qui comprend quelque 24 000 kilomètres (km) de canalisations et les installations connexes, notamment de compression.

Foothills, également filiale en propriété exclusive de TransCanada, exploite un réseau de gazoducs à grand diamètre constitué d'environ 1 240 km de canalisations et des installations connexes, dont des stations de compression. Le réseau Foothills s'étend du centre de l'Alberta jusqu'à des points situés sur la frontière canado-américaine, près de Kingsgate, en Colombie-Britannique et de Monchy, en Saskatchewan, et approvisionne des marchés du Midwest américain, de la région du Nord-Ouest du Pacifique, de la Californie et du Nevada.

Les cartes des figures 2-2 et 2-3 illustrent le réseau de l'Alberta et le réseau Foothills.

Figure 2-2 Réseau de l'Alberta

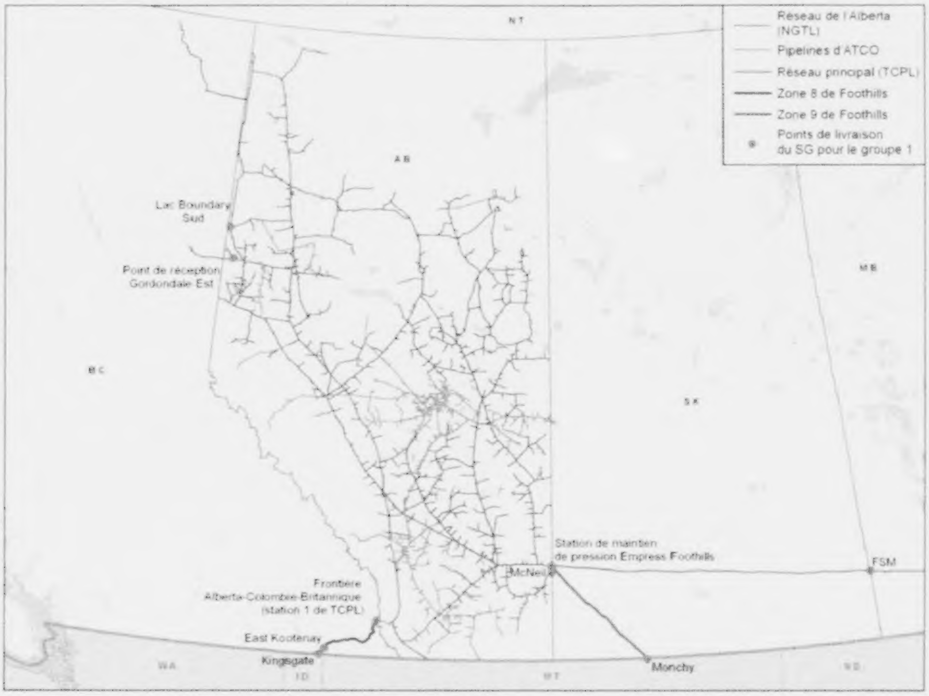
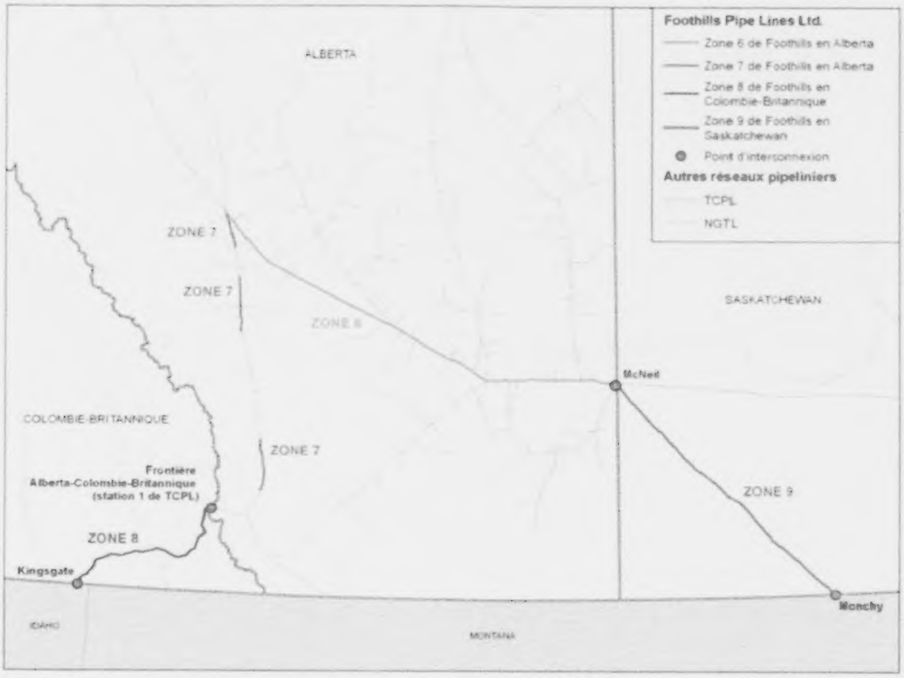


Figure 2-3 Réseau Foothills



2.3 Changements récents dans le contexte commercial du réseau principal

L'évolution du contexte commercial, notamment du point de vue de l'offre de gaz naturel, des marchés et des pratiques contractuelles, a influé sur la viabilité économique à long terme du réseau principal. La persistance des bas prix du gaz naturel a provoqué un ralentissement du forage dans le BSOC, donnant lieu à une diminution des volumes de gaz livrés au tronçon ouest du réseau principal. Conjuguée à la baisse du nombre de contrats de SG à grande distance, cette situation s'est soldée par une chute du débit du réseau principal. La hausse des droits, attribuable en partie à la baisse des contrats de SG à grande distance, a aussi nui à la capacité du réseau principal d'attirer des expéditeurs.

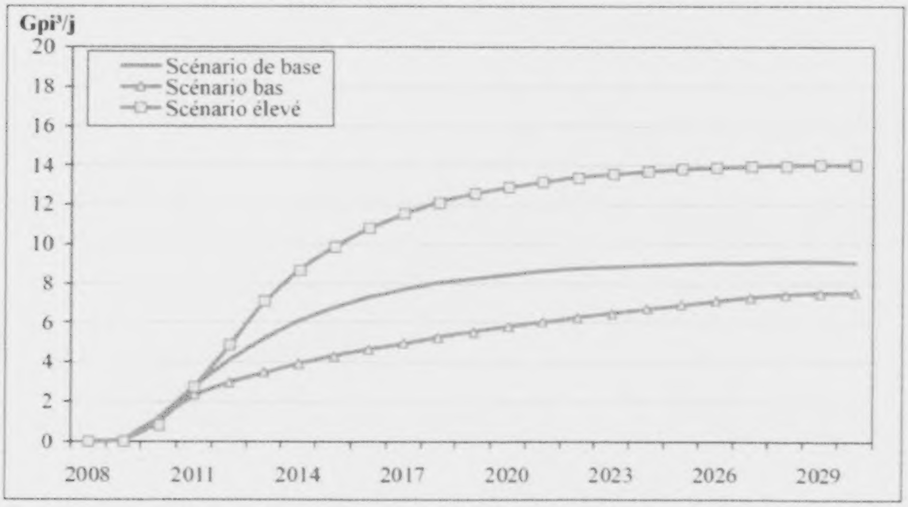
2.3.1 Gaz de schiste américain

On sait depuis longtemps que les dépôts de schiste constituent une roche mère propice à la formation d'hydrocarbures de gaz naturel et de pétrole, lesquels migrent ensuite vers des réservoirs de type classique, constitués de grès ou de roche carbonatée. Les puits forés jusqu'en 2005 pour tenter d'extraire le gaz de schiste de cette roche mère présentaient habituellement de faibles taux de production de gaz naturel. Depuis, les progrès de la technologie ont permis aux entreprises de forer des puits de gaz de schiste qui atteignent de hauts niveaux de productivité. Jusqu'à récemment, le gaz de schiste américain n'occupait qu'une petite place dans les prévisions de l'offre future de gaz naturel en Amérique du Nord. TransCanada estime que d'ici 2020, il représentera plus de 35 % de l'offre totale nord-américaine de gaz, soit 30 Gi^3/j (849,8 Mm^3/j).

Le gaz de schiste se retrouve dans des bassins sédimentaires un peu partout en Amérique du Nord. La formation de Marcellus, située dans le Nord-Est des États-Unis, est un des bassins de gaz de schiste les plus vastes et les moins coûteux à exploiter. La production du bassin de Marcellus se chiffre actuellement à 4,5 Gpi^3/j (127,5 Mm^3/j) et, selon la prévision de l'offre de référence de TransCanada, elle devrait atteindre 8,5 Gpi^3/j (240,8 Mm^3/j) d'ici 2020 (figure 2-4). Il est prévu que la production continuera à croître dans le bassin de Marcellus en dépit de la faiblesse des prix du gaz naturel en Amérique du Nord. De plus, le bassin Utica, en Ohio, pourrait aussi accroître considérablement la production de gaz dans la région.

La situation des bassins de Marcellus et Utica les met en concurrence directe avec le gaz du BSOC dans des marchés depuis longtemps desservis par le réseau principal. Désormais, celui-ci doit disputer des marchés dans le Nord-Est des États-Unis, ainsi qu'en Ontario et au Québec. Les expéditions du réseau principal à destination du Québec et de l'Ontario, ainsi que le volume des exportations vers le Nord-Est des États-Unis, ont diminué dans les dernières années, mais la mesure où les approvisionnements du BSOC continueront à se faire évincer dans ces zones est incertaine. L'ampleur de la substitution dépendra de plusieurs facteurs, dont le rythme de croissance de la production de gaz à partir du bassin de Marcellus et de la mise en place de l'infrastructure nécessaire pour raccorder cette production aux marchés.

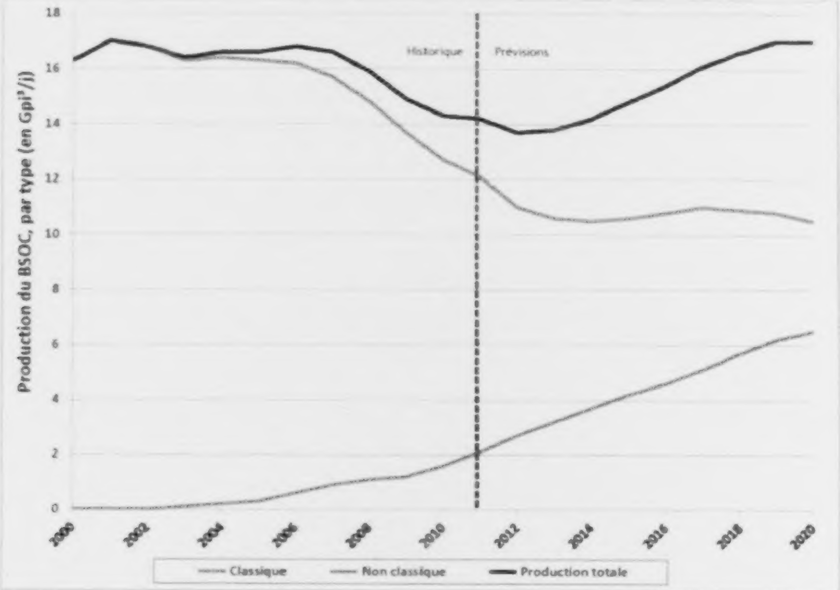
Figure 2-4 Prévision de la production de gaz de schiste dans le bassin de Marcellus



2.3.2 Recul de la production du BSOC

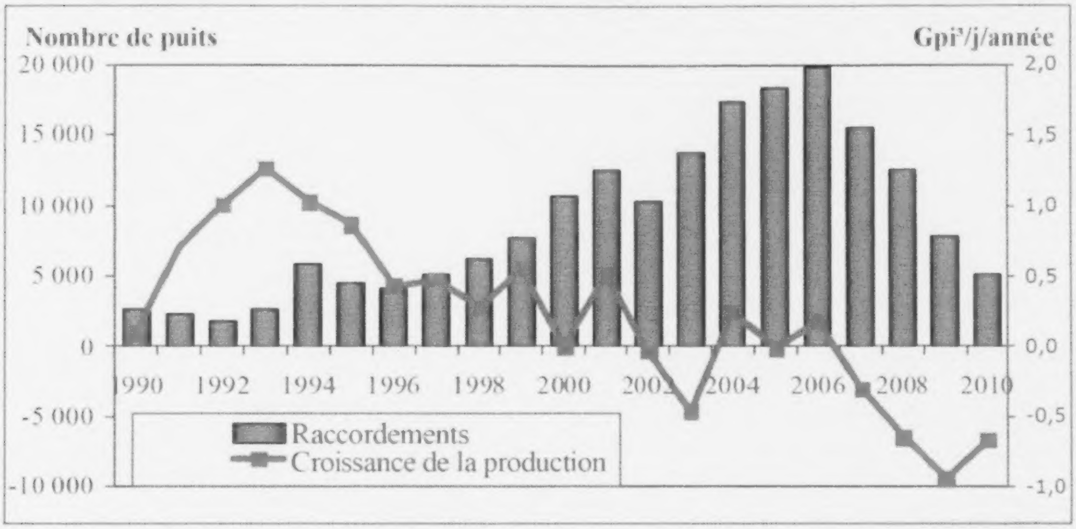
Pendant que la production à partir des bassins de schiste et des réservoirs étanches faisait des bonds aux États-Unis, il y a eu baisse générale de la production gazière dans le BSOC. La figure 2-5 ventile la production de gaz naturel selon la source.

Figure 2-5 Production de gaz naturel dans le BSOC, selon la source



Plusieurs facteurs ont concouru à cette baisse, le principal étant l'augmentation marquée du coût de l'offre du BSOC de 1996 à 2008, qui l'a rendu moins concurrentiel par rapport à de nombreux autres bassins aux États-Unis. À cela s'est ajoutée une augmentation appréciable des prix du gaz durant la même période. Cette progression des prix du gaz ne s'est pas traduite par une hausse notable de la production dans les années correspondantes en raison du degré de maturité du bassin. Dans un nouveau bassin d'approvisionnement, il y a de bonnes chances de découvrir des gisements gaziers très vastes ou ayant un fort taux de productivité initial, mais cette possibilité diminue à mesure que le bassin vieillit. Pour l'essentiel, il faut forer plus de puits pour maintenir la production, et plus encore pour l'accroître. Telle était la situation dans le BSOC durant la première moitié de la dernière décennie. La hausse des prix du gaz avait provoqué un accroissement du nombre de puits forés, sans augmentation correspondante de la quantité de gaz produite. La figure 2-6 ci-après illustre le cas. Dans l'avenir, les zones gazières non classiques domineront probablement la croissance de la production dans le BSOC, de la même façon qu'elles le font actuellement dans nombre de régions des États-Unis.

Figure 2-6 Nombre de raccordements de puits par année et croissance de la production



Le contexte de bas prix observé ces dernières années qui a perduré dans le secteur du gaz naturel a eu un effet néfaste sur la production du BSOC. Depuis le sommet de 8,75 $/GJ atteint en 2005, les prix moyens annuels à la sortie de l'usine en Alberta n'ont cessé de chuter, plongeant à 3,22 $/GJ en 2011. D'après les prévisions de 2012 de TransCanada, fondées sur le scénario de l'offre de référence, le prix du gaz naturel continuera à baisser en 2012 pour atteindre 2,52 $/GJ, avant de rebondir à 5,47 $/GJ en 2020

2.3.3 Autres marchés pour le gaz du BSOC

Mis à part les marchés depuis longtemps desservis par le réseau principal au Canada et dans le Nord-Est américain, la demande albertaine croissante, des projets de transformation du gaz en liquide dans l'Ouest canadien et des terminaux de liquéfaction du gaz naturel sur la côte Ouest canadienne représentent d'autres débouchés potentiels pour l'offre du BSOC.

La mise en valeur des sables bitumineux a constitué le principal moteur de croissance de la demande de gaz naturel dans l'Ouest canadien, qui est passée de 4,2 Gpi^3/j (118,8 Mm^3/j) en 2000 à 5,0 Gpi^3/j (1416 Mm^3/j) en 2011. TransCanada prévoit que la croissance de la demande de gaz associée aux sables bitumineux et à la production d'électricité continuera à stimuler la demande dans l'Ouest canadien pour la porter à 6,6 Gpi^3/j (187,0 Mm^3/j) en 2020 TransCanada a aussi mentionné qu'une usine de transformation du gaz en liquide pourrait être implantée dans l'Ouest canadien. L'usine proposée consommerait de 0,5 à 1,0 Gpi^3/j (14,2 Mm^3/j à 28,3 Mm^3/j) de gaz naturel en tant que charge d'alimentation

La mise en valeur attendue de vastes zones prolifiques de gaz de schiste en Colombie-Britannique ainsi que la perspective de prix du gaz naturel plus élevés en Asie, par comparaison à ceux qui ont cours en Amérique du Nord, ont été à l'origine de plusieurs projets associés à des installations de production de gaz naturel liquéfié (GNL) sur la côte Ouest du Canada. Par

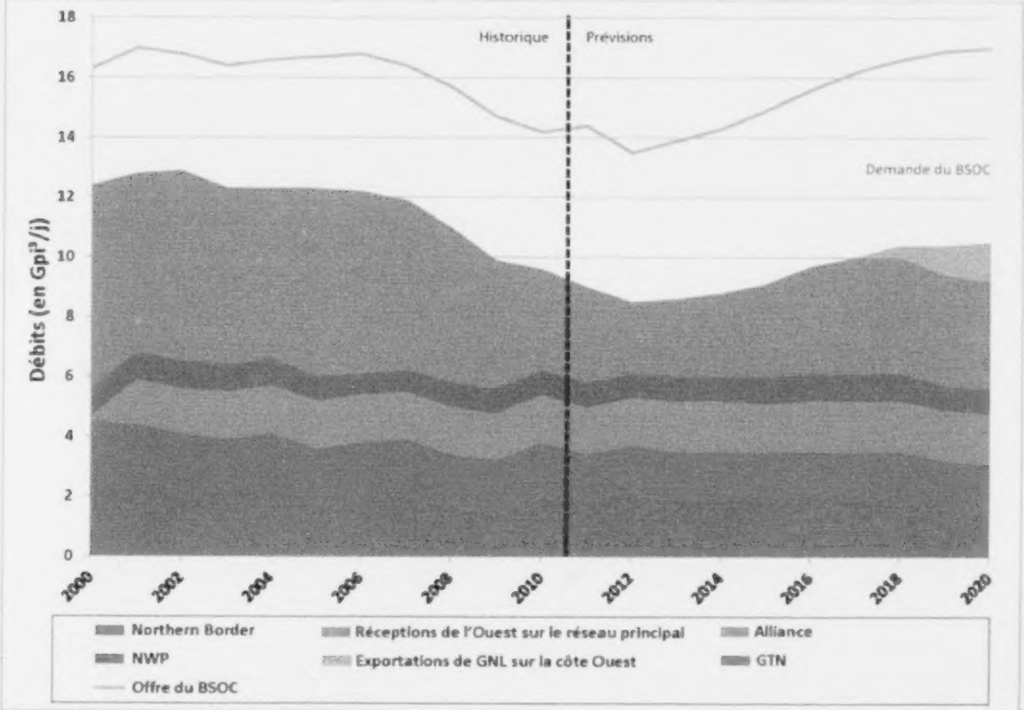
ailleurs, les projets canadiens de GNL pourraient aussi offrir au gaz du BSOC la possibilité d'atteindre des marchés à l'extérieur de l'Amérique du Nord, tels ceux de l'Asie. Quatre projets, dont les dates proposées de mise en service s'échelonnent de 2013 à 2018, ont été annoncés et pourraient disputer les approvisionnements du BSOC au réseau principal.

Dans ses prévisions de 2012 fondées sur le scénario de l'offre de référence, TransCanada a supposé que les exportations de GNL se chiffreront à 0,4 Gpi^3/j (11,3 Mm^3/j) dès 2018 et qu'elles passeront à 1,3 Gpi^3/j (36,8 Mm^3/j) d'ici 2020.

2.3.4 Consommation de la production de l'Ouest canadien

Le gaz naturel produit dans le BSOC peut être acheminé pour l'exportation via cinq gazoducs, ou être consommé en Alberta. La figure 2-7 ci-dessous fait voir la répartition de la production du BSOC entre ces pipelines.

Figure 2-7 Consommation de la production du BSOC



Les réceptions de l'Ouest sur le réseau principal ont été définies comme le volume de gaz reçu au point de réception de TransCanada à Empress, en Alberta, augmenté du gaz reçu par le réseau principal en Saskatchewan. Le volume moyen annuel des réceptions n'a cessé de diminuer graduellement dans les dernières années, passant d'un sommet de 6,8 Gpi^3/j (192,6 Mm^3/j) en 2000 à un volume prévu de 2,4 Gpi^3/j (68,0 Mm^3/j) pour 2012. Exprimée en pourcentage de la production totale, cette quantité correspond à 42 % de la production du BSOC en 2000 et à 18 % de celle-ci en 2012.

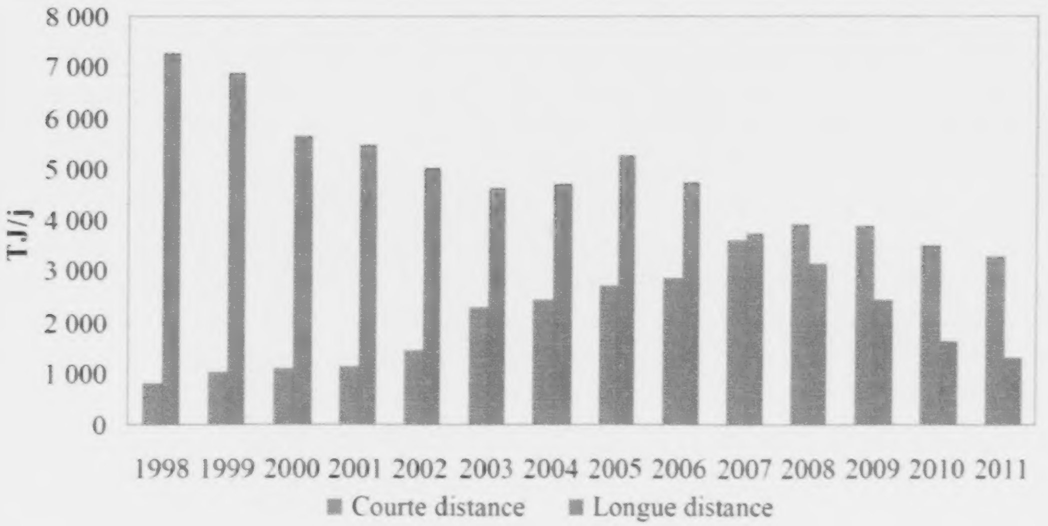
2.3.5 Évolution des pratiques contractuelles des utilisateurs du réseau principal

Dès 1999, on a assisté à une évolution des pratiques contractuelles des expéditeurs du réseau principal face aux possibilités accrues de transport à grande distance et à l'augmentation à Dawn, en Ontario, des réceptions de gaz provenant d'autres sources. Au cours des cinq dernières années, le niveau des contrats de SG à grande distance a beaucoup baissé sur le réseau principal. D'une manière générale, le transport à grande distance s'entend de l'acheminement jusque dans l'Est du Canada de volumes reçus par le réseau principal à Empress, en Alberta, ou en Saskatchewan. Inversement, le transport à courte distance désigne généralement l'acheminement de gaz reçu par le réseau principal à des endroits autres qu'Empress ou qu'un point de réception en Saskatchewan.

Le service de transport garanti consiste dans le transport de gaz sur le réseau principal aux termes de contrats d'une durée minimum d'un an garantissant l'acheminement de la quantité de gaz prévue au contrat de l'expéditeur sans réduction ni interruption du service, sauf circonstances exceptionnelles. Pour l'essentiel, l'expéditeur qui souscrit du SG réserve sur le réseau principal la capacité nécessaire pour acheminer la quantité stipulée à son contrat d'un point de réception désigné à un point ou une zone de livraison en particulier. En contrepartie, l'expéditeur doit payer TransCanada pour la capacité de transport achetée, qu'il utilise ou non le réseau principal pour transporter son gaz.

La désaffection du SG à grande distance est manifeste lorsqu'on compare les volumes transportés suivant ce service en 1998 et en 2011. En 1998, les contrats de service garanti à grande distance sur le réseau principal se chiffraient à environ 7 200 térajoules par jour (TJ/j). En 2011, ce volume avait chuté à 1 200 TJ/j. La figure 2-8 ci-dessous illustre le déclin.

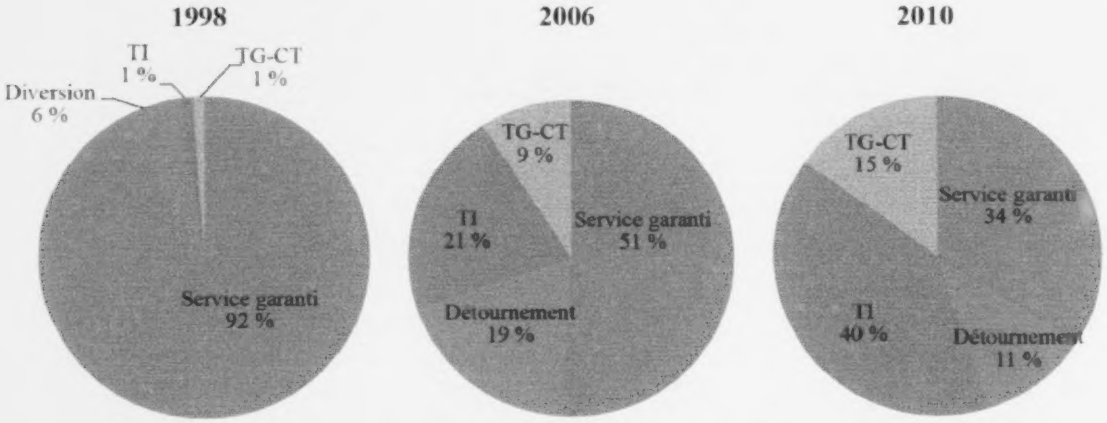
Figure 2-8 Demande annuelle de service garanti sur le réseau principal, selon le type de parcours



Les expéditeurs du réseau principal se servent des services discrétionnaires pour le transport à grande distance d'une plus grande proportion de volumes acheminés depuis l'Ouest canadien, au lieu d'utiliser le service garanti annuel. Les services discrétionnaires offerts sur le réseau principal comprennent le TG-CT et le TI. Le réseau principal met ces services à la disposition des expéditeurs en fonction de la capacité disponible.

La figure 2-9 fait voir la progression du TG-CT et du TI entre 1998 et 2010.

Figure 2-9 Livraisons suivant le service garanti et d'autres services

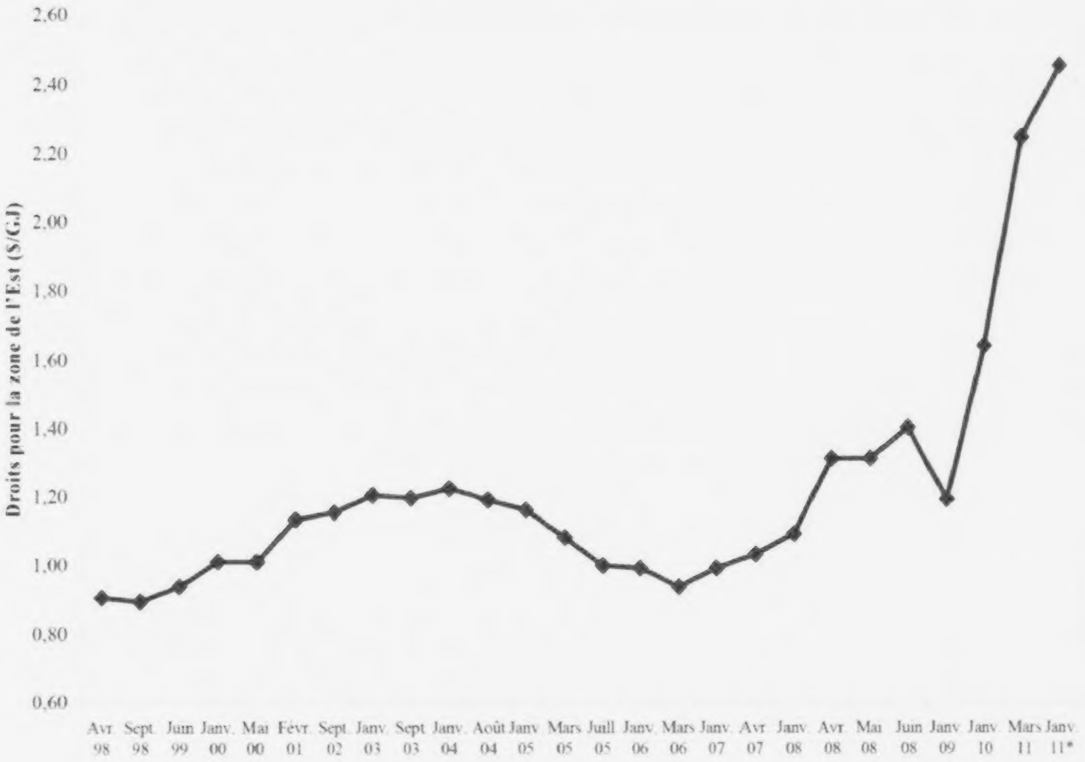


Étant donné la capacité actuellement inutilisée dans le réseau principal, les expéditeurs peuvent recourir aux services à court terme pour répondre à leurs besoins de transport, sans passer de contrats à long terme.

2.3.6 Augmentation des droits du réseau principal

Les droits du réseau principal ont augmenté dans les dernières années, sous le régime de la tarification fondée sur le coût du service. Cette méthode de tarification consiste à fixer les droits à un montant qui permet de recouvrer des produits suffisants pour couvrir les coûts prévus de prestation des services sur le réseau principal, y compris un rendement sur les capitaux investis. Le montant déterminé est recouvré auprès des expéditeurs en fonction de la quantité de gaz prévue à leur contrat et expédiée, et de la distance parcourue. Les coûts du réseau principal ont diminué au cours des dernières années, mais le recul des coûts n'a pas suivi le rythme de la baisse des quantités de gaz souscrites sur le réseau principal et des distances parcourues ou prévues aux contrats. Il en a résulté une hausse des droits. La figure 2-10 ci-dessous fait voir la progression des droits du réseau principal pour le transport à grande distance jusqu'à la zone de l'Est.

Figure 2-10 Droits du service garanti du réseau principal jusqu'à la zone de l'Est



*Note : Les droits de janv. 2011 reflètent les droits annualisés de la zone de l'Est que TransCanada a proposés le 29 avril 2011 dans sa demande visant les droits définitifs de 2011.

2.4 Teneur de la proposition de restructuration

TransCanada a mis de l'avant sa proposition de restructuration d'entreprise et de services (proposition de restructuration) en réponse aux récents changements survenus dans le contexte commercial du réseau principal. Elle a indiqué que l'objectif premier de la proposition de restructuration consistait à rehausser la viabilité économique à long terme du réseau principal et du BSOC grâce à une réduction substantielle du coût des services de transport jusqu'aux marchés à l'extérieur du BSOC. La proposition de restructuration comporte quatre éléments principaux :

1. PRA – Selon cette composante, NOVA souscrirait du service de transport de gaz sur le réseau principal et le réseau Foothills dans le cadre de contrats de TPT. Les services du réseau de l'Alberta seraient prolongés jusqu'à la frontière entre la Saskatchewan et le Manitoba sur le réseau principal et, sur le réseau Foothills, jusqu'à la frontière entre la Saskatchewan et les États-Unis près de Monchy, en Saskatchewan, et la frontière entre la Colombie-Britannique et les États-Unis près de Kingsgate, en Colombie-Britannique. Cette composante est examinée en détail au chapitre 6.

2. Proposition visant l'amortissement – Elle consiste à maintenir l'approche de l'amortissement par segment, avec actualisation des horizons de planification économique, et à redistribuer l'amortissement cumulé entre les segments du réseau principal : Prairies, CNO et triangle de l'Est. La proposition est détaillée au chapitre 5.

3. Changements à la conception des droits – Il s'agit d'abolir les zones tarifaires, de modifier la répartition des coûts du réseau principal et de revoir la conception des droits du réseau principal sous certains rapports. Les changements proposés à la conception des droits sont examinés en détail au chapitre 7.

4. Changements visant les services et l'établissement des prix – Entre autres changements, il s'agit d'éliminer certains services, de modifier les prix plancher maximums du TI et du SG-CT, et d'introduire un service à prix fixe pluriannuel. Les changements proposés au titre des services et des prix sont traités en détail au chapitre 8.

TransCanada a sollicité l'approbation des droits définitifs du réseau principal pour 2012 et 2013. La version modifiée de la demande présentait les droits proposés de 2012 et 2013 en fonction de la proposition de restructuration et suivant la méthode de tarification actuelle de TransCanada (statu quo ou SQ). Le tableau 2-1 compare les droits proposés de 2013, dans le contexte de la proposition de restructuration et selon le scénario du statu quo, pour le transport de trois points de réception jusqu'à la zone de livraison du Sud-Ouest d'Union (ZLSO) et la zone de livraison du Centre d'Enbridge (ZLC).

Tableau 2-1
Comparaison des droits de 2013 établis suivant la proposition de restructuration et le scénario du statu quo ($/GJ)

Parcours tarifaire	2013 PR	2013 SQ
Frontière Saskatchewan-Manitoba jusqu'à Dawn (Ontario) – ZLSO d'Union	1,18	-
Frontière Saskatchewan-Manitoba jusqu'à Toronto (Ontario) – ZLC d'Enbridge	1,33	-
Réseau de l'Alberta jusqu'à Dawn – ZLSO d'Union	1,47	2,74
Réseau de l'Alberta jusqu'à Toronto – ZLC d'Enbridge	1,61	3,18
Frontière Alberta-Saskatchewan (Empress, en Alberta) jusqu'à Dawn – ZLSO d'Union	1,52	2,58
Frontière Alberta-Saskatchewan. (Empress) jusqu'à Toronto – ZLC d'Enbridge	1,67	3,03

2.5 Aperçu des propositions des intervenants

Un bon nombre d'intervenants se sont opposés à la proposition de restructuration, dans son ensemble ou en partie. Certains ont présenté des propositions de leur cru pour résoudre les problèmes du réseau principal. À l'instar de la proposition de restructuration, la plupart de ces propositions se solderaient par une réduction des droits du réseau principal, à court ou à long

terme. Cependant, les intervenants ne s'entendaient généralement pas avec TransCanada, ni entre eux, au sujet des mécanismes à employer pour amener une réduction des droits du réseau principal. Les sous-sections qui suivent résument brièvement les propositions les plus complètes mises de l'avant par les intervenants.

2.5.1 Association of Power Producers of Ontario

L'Association of Power Producers of Ontario (APPrO) a proposé une méthode de tarification de rechange (MTR) qui consistait, à l'origine, à retrancher 40 % d'actifs sous-utilisés, ou une somme de 2,2 milliards de dollars, de la base tarifaire[2] du réseau principal et à titriser ces actifs sous forme de créances parrainées par l'État ou de types d'emprunts plus coûteux. L'APPrO a révisé sa proposition par la suite afin de retrancher plutôt 55 % d'actifs, ou 3 milliards de dollars, de la base tarifaire. La MTR proposait également d'accroître la durée d'amortissement du réseau principal dans son ensemble, d'éliminer progressivement tous les contrats de TPT conclus dans le réseau et de réduire les besoins en produits du réseau principal de 250 millions de dollars en cinq ans.

2.5.2 Association des consommateurs industriels de gaz

La proposition de l'Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG) consistait à retrancher de la base tarifaire 1,6 milliard de dollars en actifs sous-utilisés faisant partie du segment des Prairies et de la CNO; de cette somme, une moitié serait titrisée, et l'autre moitié absorbée par TransCanada. L'ACIG était parvenue à la conclusion que parce qu'aucune partie n'était responsable, à elle seule, de la sous-utilisation du réseau principal, un partage moitié-moitié des coûts entre les payeurs de droits et les actionnaires de TransCanada serait approprié. À titre de mesure provisoire, c'est-à-dire jusqu'à ce que la titrisation ait lieu, l'ACIG préconisait de refuser à TransCanada, en 2012 et 2013, tout RCA pour la portion de sa base tarifaire qui n'était pas réputée utilisée et utile.

2.5.3 Association canadienne des producteurs pétroliers

L'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP) proposait de fixer les droits du réseau principal suivant une formule pluriannuelle, plutôt que pour une année à la fois comme c'est la pratique habituelle de TransCanada. La proposition de l'ACPP comportait deux principaux volets, à savoir :

1. La fixation des droits pour une période de plusieurs années, avec comptabilisation dans un compte des ajustements de stabilisation des droits (CASD) des surplus ou manques à gagner annuels de produits survenant au cours de la période. Compte tenu des débits, des produits et des coûts escomptés, l'ACPP estimait que fixer les droits pour cinq ans à un taux semblable à celui qui résulterait de la proposition de restructuration de TransCanada devrait permettre de recouvrer les coûts liés à la prestation des services du réseau principal pendant la période en question.

---

[2] La base tarifaire représente l'investissement total dans un pipeline.

2. Le rejet de la proposition de TransCanada concernant l'amortissement. L'ACPP proposait plutôt de soustraire annuellement des besoins en produits du réseau principal un montant d'environ 100 millions de dollars, jusqu'à l'élimination complète du CASD. Les sommes en question seraient ajoutées à la base tarifaire au moyen du compte d'ajustement à long terme (CALT) proposé.

2.5.4 Expéditeurs desservant la zone de marché

Les Expéditeurs desservant la zone de marché (EZM)[3] ont soutenu que l'Office devrait prendre les mesures suivantes :

1. Pour chaque année de 2012 à 2020, retrancher des besoins en produits le rendement du capital-actions associé à la CNO et instaurer un mécanisme incitatif qui offre à TransCanada la possibilité de récupérer le manque à gagner de rendement sur la CNO en réalisant des économies de coûts pendant la période couverte par la proposition.

2. Refuser la plupart des propositions de TransCanada, dont le virement d'amortissement cumulé des segments des Prairies et du triangle de l'Est à la CNO, les changements proposés à la méthode de répartition des coûts, l'élimination des zones tarifaires, le traitement proposé des coûts associés au TPT sur le réseau TQM, l'abolition du mécanisme d'atténuation du risque (MAR) et tout ajout au CALT.

[3] Les Expéditeurs desservant la zone de marché comprennent Enbridge Gas Distribution Inc., Union Gas Limited et la Société en commandite Gaz Métro.

Chapitre 3

Prévision de débit

TransCanada a déposé une étude du débit présentant des prévisions pour le réseau principal selon différents scénarios d'offre et de droits pour la période de 2011 à 2020. L'étude a examiné divers scénarios relatifs à l'offre du BSOC et aux droits présumés reflétant la proposition de restructuration et le statu quo. L'étude du débit reprend l'analyse effectuée par l'équipe de développement des marchés de TransCanada et incorpore des données tirées de sources accessibles au public, un agrégat d'informations confidentielles concernant les clients et une variété d'analyses, de modèles et d'évaluations internes de TransCanada.

Au cours de l'audience, TransCanada a déposé deux versions révisées de cette étude, l'une en octobre 2011 et l'autre, en juin 2012, basées sur des ensembles de données actualisés. Dans le présent chapitre, l'examen de l'Office des prévisions de débit de TransCanada repose, le cas échéant, sur la version la plus récente, soit celle de juin 2012.

Opinion de TransCanada

Pour analyser ce qu'elle considérait comme une plage plausible de résultats liés à l'offre de gaz naturel et au débit du réseau principal, l'étude du débit de TransCanada a tenu compte de divers scénarios relatifs à l'offre de gaz classique et non classique dans le BSOC, à la répartition de l'offre entre les pipelines partant du BSOC et à la demande aux deux extrémités de ses réseaux, soit du point de vue des approvisionnements et des marchés. L'étude du débit reposait sur l'Aperçu stratégique 2011 de TransCanada, un document interne de planification générale. TransCanada s'est servie d'un modèle d'équilibre pour prévoir l'influence réciproque de facteurs de prévision clés dans le contexte plus large de l'ensemble du marché nord-américain du gaz. Au total, TransCanada a présenté sept cas utilisant trois scénarios distincts d'offres du BSOC, soit une offre de référence, une offre faible et une offre élevée. Le tableau 3-1 résume les sept cas étudiés.

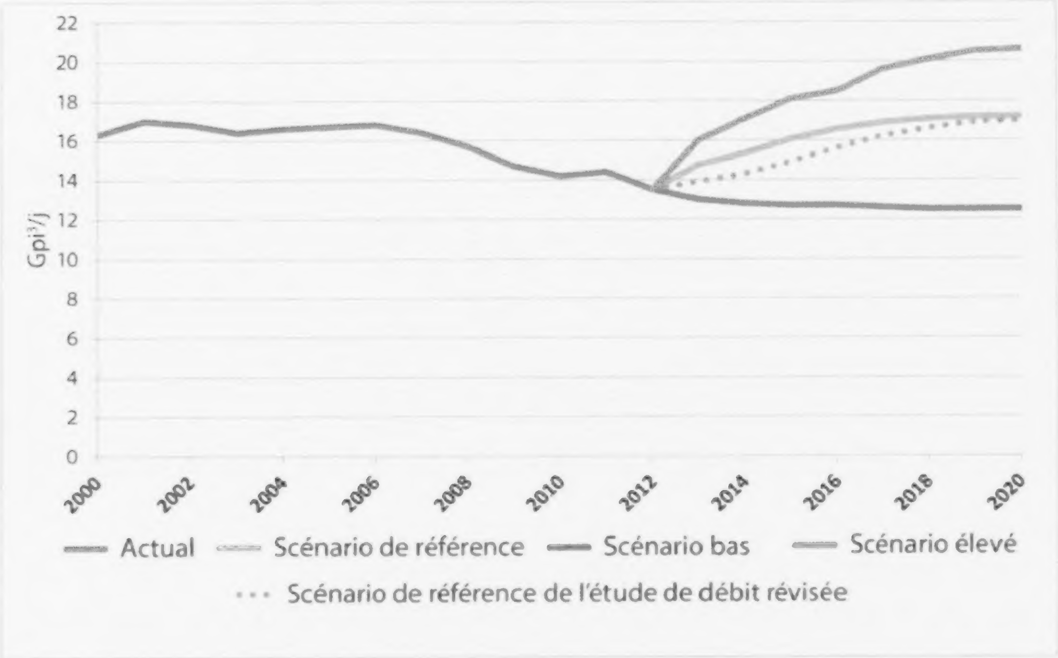
Tableau 3-1 Scénarios relatifs aux débits

Numéro du cas	Titre du cas	Structure tarifaire	Réaction – infrastructure et marché	Niveau de l'offre du BSOC
1	Proposition de restructuration	Proposition de restructuration	Non	De référence
2	Statu quo : pas de réaction	Statu quo	Non	De référence
3	Statu quo : réaction	Statu quo	Oui	De référence
4	Proposition de restructuration : offre faible	Proposition de restructuration	Non	Faible

5	Statu quo : offre faible	Statu quo	Non	Faible
6	Proposition de restructuration : offre élevée	Proposition de restructuration	Non	Élevée
7	Statu quo : offre élevée	Statu quo	Non	Élevée

La figure 3-1 présente la prévision de l'offre du BSOC jusqu'en 2020 selon trois scénarios distincts.

Figure 3-1 Prévision de l'offre du BSOC



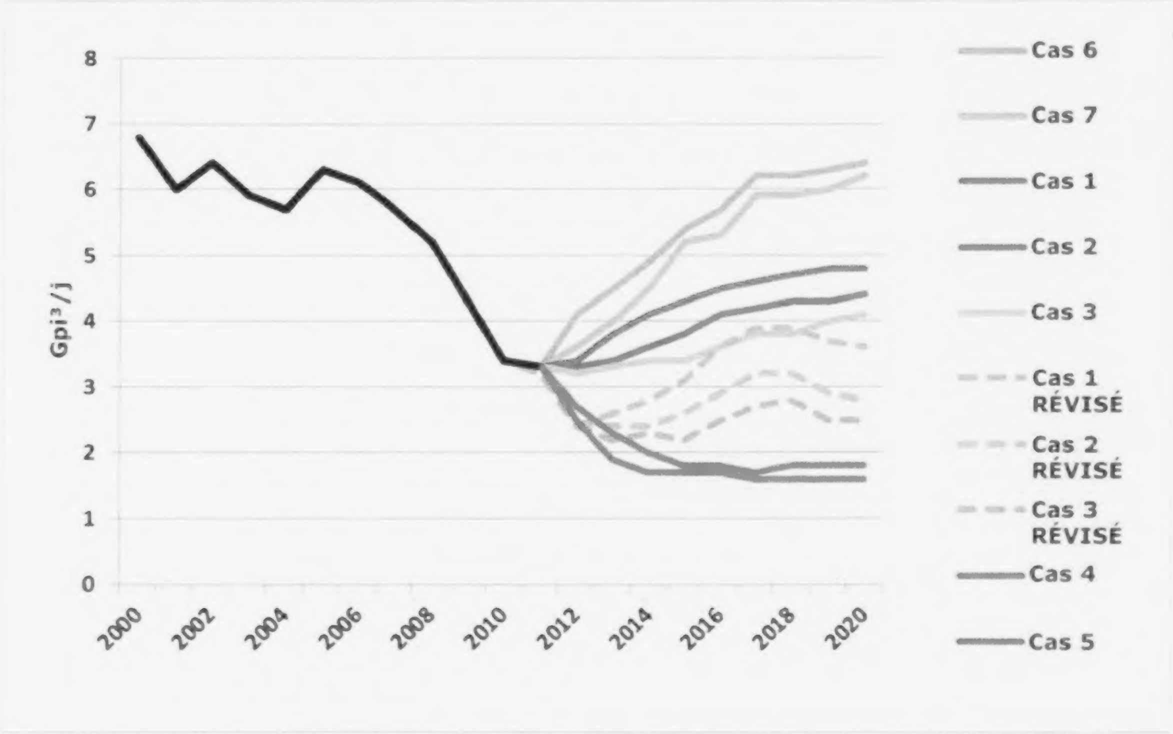
Le cas n° 1 évalue le débit du réseau principal en fonction du scénario de l'offre de référence du BSOC et suppose que les droits sont fixés conformément à la proposition de restructuration. Dans la formulation originale de celle-ci, le droit pour le SG du carrefour d'échanges gaziers sur le réseau de NOVA (NIT) au carrefour Dawn, y compris le combustible, s'établirait à 1,39 $/GJ. Aux yeux de TransCanada, la proposition de restructuration correspond à la meilleure solution pour améliorer la situation du réseau principal. Suivant le cas n° 1, les réceptions de l'Ouest sur le réseau principal passent de 3,4 Gpi³/j (96,3 Mm³/j) en 2012 à 4,8 Gpi³/j (136,0 Mm³/j) en 2020. TransCanada a soutenu que les droits moins élevés découlant de la proposition de restructuration, par rapport à ce qu'ils seraient selon le scénario du statu quo, procurent le débit le plus élevé sur le réseau principal, soit en moyenne 4,3 Gpi³/j (121,8 Mm³/j) pour la période de 2012 à 2020.

Le cas n° 2 évalue le débit du réseau principal en fonction de l'offre de référence du BSOC et suppose que les droits sont établis suivant le régime du statu quo. Le maintien de la méthode de tarification du statu quo se traduirait par un droit pour le SG du NIT à Dawn, y compris le combustible, de 2,43 $/GJ. TransCanada a préparé le cas n° 2 pour connaître et isoler l'incidence

sur le débit de la méthode de tarification du statu quo, par opposition à la proposition de restructuration. Suivant le cas n° 2, les réceptions de l'Ouest sur le réseau principal passent de 3,3 Gpi³/j (93,5 Mm³/j) en 2012 à 4,4 Gpi³/j (124,6 Mm³/j) en 2020. En contre-interrogatoire, TransCanada a expliqué que, si la méthode de tarification du statu quo était maintenue, le cas n° 3, et non le cas n° 2, serait le scénario qu'elle s'attendrait de voir se réaliser et celui qu'il conviendrait d'employer pour évaluer le débit du réseau principal. Elle a fait remarquer que le cas n° 2 n'illustrait pas la réaction attendue à l'égard du débit suivant la méthode du statu quo, parce qu'il n'y aurait aucune réaction du marché et qu'aucune infrastructure concurrente ne serait ajoutée en réponse aux droits plus élevés du réseau principal. Dans le cas n° 2, le débit moyen du réseau principal est de 3,9 Gpi³/j (110,5 Mm³/j) pendant la période de 2012 à 2020.

TransCanada a expliqué que le cas n° 3 examine les débits en posant comme hypothèse que la méthode d'établissement des droits du statu quo sera conservée et suppose qu'il y aura une réaction du marché, dont la construction d'une nouvelle infrastructure concurrente. Elle a soutenu que, si la méthode de tarification du statu quo est maintenue, les risques sont plus grands qu'une nouvelle infrastructure concurrente soit aménagée et qu'elle se répercute sur le débit du réseau principal.

Figure 3-2 Prévision du débit du réseau principal selon les réceptions de l'Ouest – Cas 1 à 7



Diminution des débits du réseau principal selon le cas n° 3, comparativement au cas n° 1

TransCanada a fait valoir que l'effet du cas n° 3 sur les expéditions du réseau principal pourrait tenir de diverses combinaisons de projets d'infrastructure. Les estimations de la baisse des expéditions reposent sur la prémisse que certains projets seulement iraient de l'avant. Pour ce qui est du cas n° 3, TransCanada a cerné les réactions suivantes du point de vue de l'infrastructure et du marché :

- ajout d'une nouvelle capacité/infrastructure pipelinière dans les marchés de l'Ontario ou du Québec (ou les deux);
- ajout d'une nouvelle capacité/infrastructure pipelinière ayant pour effet de réduire davantage les exportations vers le Nord-Est des États-Unis via le point d'exportation de Waddington;
- ajout d'une nouvelle capacité/infrastructure pipelinière pouvant accroître les expéditions en sens inverse vers l'Ontario, à Niagara et à Chippawa;
- ajout d'une nouvelle capacité pipelinière entraînant une hausse des expéditions des pipelines hors du BSOC non reliés au réseau principal;
- nouvelle capacité d'exportation depuis l'Ouest du Canada;
- baisse du niveau de l'offre du BSOC causée par le recul du prix du gaz de l'Ouest canadien;
- accroissement de la demande dans l'Ouest canadien en raison de la baisse du prix du gaz de l'Ouest.

Le cas n° 3 posait comme hypothèse que la diminution des expéditions liées à l'ajout d'infrastructures toucherait en partie les volumes des réceptions de l'Ouest et en partie le transport sur de plus courtes distances. On a supposé que la diminution des expéditions correspondrait en moyenne à 1 200 km, sur le plan de la distance parcourue. En contre-interrogatoire, TransCanada a déclaré que le cas n° 3 suppose que les diminutions moyennes correspondront à cette distance, mais que la réaction liée à l'infrastructure se manifesterait vraisemblablement plus dans l'Est du Canada. L'analyse de l'étude du débit de TransCanada révèle que, dans le cas n° 1, une augmentation des prix au carrefour NIT de 0,13 $/GJ, en moyenne, est prévue pour la période de 2012 à 2017. Pendant la même période, on s'attend à ce que les rentrées nettes sur le réseau de l'Alberta augmentent en moyenne de 0,08 $/GJ.

Le 29 juin 2012, TransCanada a déposé une mise à jour de son étude du débit (étude du débit révisée). Celle-ci consistait essentiellement à actualiser les prévisions de débits des cas n^os^ 1 et 2, les prévisions des prix du gaz sur le NYMEX (New York Mercantile Exchange) et à la sortie de l'usine en Alberta, les réductions du débit du réseau principal suivant le cas n° 3 et les droits révisés.

Pour les cas n^os^ 1 et 2, l'étude du débit révisée de TransCanada révélait une baisse moyenne de 1 Gpi³/j (28,3 Mm³/j) des réceptions de l'Ouest sur le réseau principal, par rapport à l'étude du débit initiale. L'étude du débit révisée prévoyait également que l'offre de référence du BSOC serait plus faible. TransCanada a indiqué que les scénarios d'offre faible et d'offre élevée du BSOC demeuraient raisonnables et qu'elle n'a donc pas révisé les cas s'y rapportant (n^os^ 4 à 7) dans l'étude du débit révisée. Pour ce qui est du cas n° 3, TransCanada a précisé qu'elle avait mis à jour les différences dans les expéditions par rapport aux cas n^os^ 1 et 2, mais n'avait pas fait une nouvelle évaluation à la lumière de l'étude du débit révisée. Les résultats actualisés indiquent

que la mise en œuvre de la structure tarifaire prônée dans la proposition de restructuration produirait un droit pour le SG du carrefour NIT à Dawn de 1,47 $/GJ et que l'incidence de cette proposition sur le prix NIT était plus marquée que dans l'évaluation précédente, soit 0,17 $/GJ pour la période de 2012 à 2017, plutôt que 0,13 $/GJ comme on l'avait évalué précédemment. Contrairement à l'étude initiale, l'étude du débit révisée tenait compte des exportations de GNL provenant de l'Ouest canadien, à compter de 2018.

Outre sa propre étude du débit, TransCanada a déposé en preuve une évaluation indépendante, effectuée par M. Fleck de la firme Wood Mackenzie, montrant les répercussions probables de la mise en œuvre de la proposition de restructuration sur les prix du gaz naturel. Wood Mackenzie a réalisé l'analyse quantitative à partir de son scénario de référence du printemps 2011, lequel a servi de base à la modélisation et à l'évaluation des effets de la proposition de restructuration de TransCanada. Wood Mackenzie a conclu dans son analyse que, par rapport au scénario du statu quo, la mise en œuvre de la proposition de restructuration entraînerait une augmentation moyenne de 16 % des expéditions de gaz vers l'Est sur le réseau principal jusqu'en 2017. De plus, le modèle de Wood Mackenzie montrait que, comparativement au statu quo, le prix du gaz au carrefour NIT augmenterait en moyenne de 0,14 $/GJ, tandis que le prix à la sortie de l'usine du gaz acheminé sur le réseau de l'Alberta enregistrait une hausse moyenne de 0,08 $/GJ, toujours jusqu'en 2017.

Après le dépôt par TransCanada de son étude du débit révisée et des droits modifiés, Wood Mackenzie a aussi revu son analyse, en juin 2012. La modélisation révisée de Wood Mackenzie indiquait une augmentation moyenne du prix NIT de 0,11 $/GJ de 2013 à 2017, comparativement à 0,17 $/GJ pour TransCanada. M. Fleck a souligné que, même si la hausse du prix NIT est plus modeste que dans l'évaluation de TransCanada, il demeure qu'elle révèle une augmentation.

En contre-interrogatoire, M. Fleck a relevé plusieurs différences entre les résultats prévisionnels de Wood Mackenzie et ceux de TransCanada. Ces différences, dans le cas du premier, consistent en de plus fortes hausses projetées de l'offre du BSOC et des approvisionnements issus du bassin de Marcellus, des augmentations plus modestes des volumes de gaz transportés sur le réseau principal de 2012 à 2016, moins d'exportations de GNL à partir de l'Ouest canadien et une date de démarrage plus tardive pour les exportations de GNL sur la côte Ouest.

Dans ses travaux de modélisation, TransCanada a supposé que les volumes futurs des contrats de SG resteraient inchangés, parce que, même si les niveaux contractuels sont actuellement plus bas que dans le passé, on pouvait généralement s'attendre à une augmentation des débits en raison de l'accroissement de l'offre du BSOC. TransCanada a souligné que, si la proposition de restructuration était mise en œuvre, de nouveaux contrats de SG pourraient fort bien se concrétiser. En réponse à une promesse de dépôt d'information, TransCanada a fait savoir que pour l'année gazière 2013, 84 % des contrats de transport à grande distance et 94 % des contrats de transport à courte distance dans l'Est avaient été renouvelés. En tout, 86 % des contrats de transport sur le réseau principal ont été renouvelés pour l'année gazière 2013.

En contre-interrogatoire, TransCanada a indiqué qu'elle n'avait pas fait de modélisation pour savoir quelles seraient les répercussions des changements aux droits sur les expéditions et les

prix. Les témoins de TransCanada et M. Fleck s'accordaient à dire que, d'une manière générale, plus la réduction des droits est forte par rapport aux droits associés au statu quo, plus l'incidence sur les expéditions et les prix est grande aussi.

TransCanada a indiqué que, si la proposition de restructuration était mise en œuvre, le débit du réseau principal ne reviendrait vraisemblablement pas complètement aux niveaux de référence. Elle a déclaré que sa vision pour l'avenir était que le réseau principal conserverait une charge de base raisonnable pour le transport à longue distance, tandis qu'une part importante de ses affaires proviendrait de l'utilisation continue du service à longue distance comme service de pointe saisonnier, alors que les expéditions seraient plus élevées durant les mois d'hiver, quand la demande dans les marchés traditionnels du réseau principal dans l'Est du Canada et le Nord-Est des États-Unis est plus forte.

TransCanada a affirmé que le triangle de l'Est se porte très bien. Selon elle, il fonctionne généralement au maximum de sa capacité et il continuera de jouer un rôle de premier plan pour la société. Dans les années à venir, il procurera un plus grand accès à des marchés pour les nouveaux gisements de schiste, comme Marcellus et Utica, en Ohio.

Opinions des intervenants

ACPP

L'ACPP a dit accepter l'étude du débit aux fins de sa propre proposition, tout en reconnaissant que concrétiser la prévision du débit serait ardu. Elle a indiqué qu'elle avait du mal à établir un lien entre la prévision du débit de TransCanada et la preuve en la matière que M. Carpenter, témoin de TransCanada, a présentée. Elle a avancé que de futurs projets pipeliniers dans les marchés de l'Est pourraient acheminer un milliard de pieds cubes par jour de gaz en Ontario d'ici 2015, ce qui déplacerait encore d'autres volumes de transport à grande distance dans le réseau principal. Cependant, dans l'ensemble, l'ACPP jugeait que la prévision de TransCanada n'était pas déraisonnable.

L'ACPP a souligné qu'elle établit des prévisions concernant l'offre, mais ne fait pas de modélisation des expéditions pipelinières et que, bien que la prévision de débit de TransCanada lui paraisse difficile à réaliser, elle n'a pas d'autre scénario à proposer. Elle a soutenu qu'il était approprié d'utiliser la prévision de TransCanada dans le cadre de sa propre proposition, car TransCanada est la mieux placée pour connaître ses marchés, les scénarios de l'offre et les services offerts. Enfin, l'ACPP pensait que les débits du réseau principal pourraient augmenter, étant donné l'immense base de ressources du BSOC et les perspectives de croissance de la demande de gaz en Amérique du Nord.

M. Booth, témoin expert de l'ACPP, a déclaré qu'il n'était pas tout à fait convaincu de la prévision de TransCanada. Selon lui, les États-Unis continueront de dépendre des importations canadiennes de gaz naturel, surtout quand ils commenceront à exporter du GNL. Il a soutenu, par ailleurs, qu'à mesure que les marchés s'adapteront, les prix du gaz naturel recommenceront à monter pour se rapprocher davantage des équivalences énergétiques des prix du pétrole. Dans ce contexte, a-t-il indiqué, les perspectives de débit du réseau principal sembleraient plus

favorables. Dans l'ensemble, M. Booth a soutenu que la prévision de l'offre de TransCanada laisse entrevoir des améliorations du débit par rapport au moment où l'Office a rendu sa décision dans l'instance RH-1-2008 de Gazoduc Trans Québec & Maritimes, mais que la prévision actuelle laisse place à plus d'incertitude.

L'ACPP partage la vision de TransCanada à l'égard du réseau principal selon laquelle le service à longue distance est devenu un service saisonnier et pour les périodes de pointe et où on assistera à une augmentation du transport à courte distance dans l'Est.

Talisman Energy Inc. (Talisman)

Talisman a fait valoir que l'approbation de la proposition de restructuration n'aurait pas d'effet positif sur le prix NIT, soulignant que, même si les modélisations peuvent montrer les grandes tendances, elles ne fournissent pas des chiffres absolus, et certes pas de la précision que TransCanada laisse entendre. Talisman a souligné qu'étant donné que TransCanada n'a pas révélé les intrants et les hypothèses qu'elle a utilisés dans ses modèles, on ne pouvait prêter foi aux résultats des prévisions.

Talisman a aussi fait état des travaux de modélisation effectués par M. Henning, pour le compte des EZM, qui indiquaient que, pour chaque réduction d'un dollar du droit de transport à grande distance sur le réseau principal, on pourrait s'attendre à une augmentation du prix NIT de 0,40 $ le gigajoule. Elle a soutenu, de plus, qu'on ne saurait accorder beaucoup de poids à l'analyse de l'incidence sur le prix NIT de M. Henning, puisque, à l'instar de TransCanada, il n'avait pas fourni de précisions sur ses hypothèses ou sa méthode de modélisation. En outre, les différences considérables entre les prévisions de TransCanada, de Wood Mackenzie et de M. Henning au sujet de l'incidence sur le prix NIT sont en soi une indication qu'on ne devrait pas y accorder beaucoup d'importance.

Talisman a aussi affirmé que les travaux de modélisation de TransCanada ne présentent pas la réalité, commerciale et autre, telle qu'elle est, notamment en ce qui a trait aux décisions non économiques des expéditeurs fondées, par exemple, sur le désir de diversifier leurs sources d'approvisionnement et les parcours de transport, sur les objectifs liés à la durée des contrats ou sur le besoin de souplesse du point de vue des services. Elle a souligné que la prétention de TransCanada selon laquelle la totalité des contrats actuels de SG seront renouvelés pour la capacité totale souscrite actuellement dans chaque année de la période de prévision jusqu'en 2020, ne reflète pas le processus décisionnel du monde réel. Elle a soutenu que cette prétention est particulièrement irréaliste à la lumière des témoignages des EZM au sujet de leurs plans futurs d'approvisionnement en gaz.

EZM

Les EZM ont soutenu qu'ils sont assujettis par les organismes de réglementation provinciaux à des examens de prudence réglementaires et ont donc l'obligation de rechercher les approvisionnements les moins coûteux. Ils ont mentionné qu'ils formulent des plans ou font déjà des efforts pour accroître leurs approvisionnements en gaz naturel à Dawn, au détriment des livraisons à grande distance à partir du BSOC. En gros, ils ont fait valoir que la sécurité de

l'approvisionnement est une considération de premier plan pour les sociétés de distribution locale (SDL) et que l'offre du BSOC demeurera une composante importante de leurs portefeuilles d'approvisionnement, bien qu'à un moindre degré sans doute.

M. Henning, témoin des EZM, a présenté une estimation différente de l'augmentation du prix NIT qui chiffrerait celle-ci à environ 40 % de la réduction totale des droits de transport à grande distance.

En outre, les EZM ont indiqué que l'occasion se présentait d'accroître l'utilisation du triangle de l'Est en réexportant du gaz provenant des bassins de Marcellus et Utica, en Ohio. Ils ont toutefois averti que ces volumes de gaz ne seraient disponibles pour le réseau principal que s'il y a les bons signaux de prix pour inciter les expéditeurs à acheminer leur gaz sur le réseau principal, plutôt qu'à aménager une infrastructure concurrente leur donnant accès au marché de la Nouvelle-Angleterre.

Alberta Northeast Gas, Limited (ANE)

ANE a expressément mentionné que le tronçon du pipeline qui s'étend d'Empress jusque dans l'Est du Canada continuera à fournir un niveau de service à longue distance de base pour les clients captifs et à compter pour une part plus importante de son débit sous forme de charge de pointe en hiver.

ANE a aussi exprimé son optimisme à l'égard des nouvelles expéditions qui pourraient éventuellement provenir du bassin de Marcellus pour être livrées dans le triangle de l'Est, ce qui renforcerait celui-ci en contribuant à la stabilité des droits. Selon ANE, si le gaz de Marcellus rejoignait le réseau de TransCanada en passant par Dawn, il pourrait être réexporté vers la Nouvelle-Angleterre, une option qui serait préférable à la construction d'une nouvelle infrastructure pipelinière dans cette région.

Réplique de TransCanada

En réponse aux remarques de certains intervenants au sujet de l'impossibilité de vérifier les résultats de son étude du débit, TransCanada a soutenu qu'elle avait versé assez d'information au dossier pour permettre aux parties ayant le même modèle d'équilibre, ou un modèle différent, de reproduire ses résultats. Elle a affirmé qu'elle et Wood Mackenzie avaient obtenu, de façon indépendante, des résultats qui vont dans le même sens et que d'autres parties utilisant des données et une approche similaires obtiendraient également des résultats qui corroborent leurs conclusions.

En somme, TransCanada a prétendu que la théorie économique dicte que, si les droits de transport diminuent entre la zone d'approvisionnement et le marché, les prix NIT augmenteront et les prix du marché chuteront. Elle a soutenu, de plus, que l'Office ne devrait pas accorder d'importance aux critiques des intervenants à l'endroit de l'étude du débit, surtout si ceux-ci ont choisi de ne pas présenter d'autres résultats.

Opinion de l'Office

Nous convenons avec TransCanada qu'un assez grand nombre de scénarios de débit ont été étudiés pour qu'il soit possible d'en dégager une plage raisonnable de prévisions concernant le réseau principal d'ici 2020. TransCanada a indiqué à de nombreuses reprises que, des divers scénarios de l'offre présentés, celui de l'offre de référence révisée correspondait à ce qu'elle voyait comme la conjoncture de l'offre la plus probable dans le BSOC au cours de la période de prévision. L'analyse indépendante et le témoignage de Wood Mackenzie, sans concorder exactement avec les prévisions de TransCanada, indiquaient des résultats prévisionnels qui allaient dans le même sens que ceux des divers scénarios possibles de débit évoqués par TransCanada. Nous remarquons qu'aucune autre partie n'a produit d'autres projections du débit ou de l'offre, ou présenté des arguments de nature à nous convaincre que l'étude du débit de TransCanada n'est pas raisonnable.

Nous estimons que les débits constituant le cas n° 1 sont les plus susceptibles de se concrétiser quand la présente décision aura été mise en œuvre, sous réserve des répercussions mentionnées ci-dessous relativement à la plus grande souplesse accordée à TransCanada pour l'établissement des droits. Nous constatons que les droits fixes pluriannuels que nous créons dans le cadre de la présente décision, et qui sont expliqués au chapitre 12, sont plus élevés que ceux que TransCanada a déposés et modélisés[4], mais relativement comparables à ceux-ci. Nous estimons aussi, compte tenu des nombreuses observations des parties sur l'importance de droits stables et prévisibles et l'incertitude concernant les droits après 2013, que l'établissement de droits fixes pluriannuels atténuera certaines des répercussions associées à des droits fixes plus élevés que ceux envisagés dans la proposition de restructuration et modélisés comme le cas n° 1. Cela confirme notre opinion que les débits associés au cas n° 1 sont les plus susceptibles de se matérialiser.

La présente décision accorde plus de souplesse dans l'établissement des droits pour les services discrétionnaires que ceux résultant de la modélisation faite par TransCanada dans son étude du débit. L'effet de cette plus grande latitude sur le débit réel du réseau principal dans la fixation des prix n'a fait l'objet d'aucune modélisation. Malgré cela, nous jugeons approprié d'utiliser le cas n° 1 pour déterminer les droits fixes pluriannuels énoncés au chapitre 12, étant donné que nous jugeons que l'incertitude dans les débits découlant de la souplesse en matière de tarification n'ajoute pas au risque de produits moindres pour le réseau principal. De fait, quelle que soit l'incidence sur le débit, une plus grande souplesse dans l'établissement des prix procure à TransCanada l'occasion de générer davantage de produits.

---

[4] Sur certains parcours, en l'occurrence celui ayant comme point d'origine Empress, en Alberta, les droits sous le régime de la proposition de restructuration sont plus élevés que les droits fixes pluriannuels que nous établissons. Cependant, la structure proposée du PRA étant dans la proposition de restructuration, il en ressort que les droits découlant de celle-ci à partir d'Empress ne sont pas représentatifs des droits longue distance de la proposition de restructuration. Cela est illustré par le fait que le droit de la proposition de restructuration du NIT jusqu'à Dawn (incluant le droit de transport du réseau de l'Alberta), par exemple, est inférieur à celui du parcours allant d'Empress à Dawn (ne comprenant pas le droit de transport du réseau de l'Alberta) contenu dans la proposition de restructuration. Pour pouvoir obtenir une comparaison valable des droits découlant de la proposition de restructuration et des droits longue distance que nous établissons dans la présente décision, nous avons donc tenu compte des droits en vertu de la proposition de restructuration à partir du réseau de l'Alberta ou du NIT, plutôt qu'à partir d'Empress.

Nous admettons que les prévisions, d'une manière générale, sont intrinsèquement incertaines et que les intrants sont souvent subjectifs. La concrétisation de la prévision de débit liée au cas n° 1 est assortie de risques, que ce soit suivant la proposition de restructuration déposée par TransCanada ou des droits fixes pluriannuels et de la souplesse accrue accordée à TransCanada en vertu de la présente décision. Ces risques sont notamment la volatilité du prix du produit, en l'occurrence le gaz naturel, les coûts de production dans des bassins concurrents, les choix des clients de l'Est désireux de diversifier leurs approvisionnements et la décision de réaliser des projets de contournement en réaction à l'offre, facteur que TransCanada a évoqué dans le cas n° 3. Nous reconnaissons que TransCanada a peu d'influence sur certains de ces facteurs de risque, mais telle est la réalité pour toute entreprise confrontée à la concurrence. Nous nous attendons à ce que TransCanada adopte une gestion proactive à l'égard de ces risques.

Chapitre 4

Base tarifaire et recouvrement des coûts

La base tarifaire représente l'investissement total effectué dans un réseau pipelinier. Elle sert à calculer la composante du rendement à inclure dans les besoins en produits pour permettre au propriétaire du réseau de réaliser un rendement sur les capitaux qu'il a investis.

Certains arguments versés au dossier de la preuve soutenaient que la structure de coûts du réseau principal est trop élevée par rapport aux faibles déterminants de facturation qu'il présente actuellement. Autrement dit, les droits sont trop élevés. L'ACIG et l'APPrO ont laissé entendre qu'il faudrait refuser le recouvrement d'une partie des coûts compris dans la base tarifaire. L'APPrO préconisait un mécanisme de titrisation qui permettait à TransCanada de récupérer tout le capital investi dans le réseau principal qui serait exclu de la base tarifaire, tandis que l'ACIG a proposé une formule de titrisation qui aurait permis à TransCanada de récupérer la moitié de l'investissement exclu et obligerait les actionnaires à en absorber l'autre moitié. Les EZM ont proposé de refuser tout RCA pour la CNO. L'ACIG proposait d'adopter une approche semblable, à titre de mesure provisoire en 2012 et 2013, jusqu'à ce qu'un programme de titrisation puisse être mis en place.

Dans le présent chapitre, nous examinons les normes de réglementation relatives au recouvrement des coûts et la pertinence de refuser un rendement ou un retour de capital investi sur une portion quelconque des actifs du réseau principal. Ce faisant, nous évaluons si le concept de pacte réglementaire est pertinent dans le contexte de la réglementation financière du réseau principal. Nous examinons également la mesure dans laquelle TransCanada a reçu compensation pour le risque de sous-utilisation ou de non-utilisation de ses installations. En fin de chapitre, nous traitons des diverses propositions présentées concernant la titrisation.

4.1 Pacte réglementaire et recouvrement du capital investi

Opinion de TransCanada

TransCanada a demandé que l'Office approuve une base tarifaire moyenne de 5 823,7 millions de dollars pour l'année d'essai 2012 et de 5 794,8 millions de dollars pour l'année d'essai 2013. Elle a soutenu que tous les capitaux investis dans le réseau principal l'ont été dans des installations qui existent et sont exploitées en vertu d'une autorisation de l'Office. TransCanada a souligné que l'Office autorise la construction d'installations lorsqu'il les juge d'utilité publique pour le présent et l'avenir, compte tenu de facteurs tels que l'offre, les marchés, la faisabilité économique, le financement et tout autre aspect de l'intérêt public qui peut être en jeu.

TransCanada a fait valoir que l'Office a déjà déterminé que tous les coûts compris dans la base tarifaire du réseau principal ont été engagés de manière prudente. Elle a soutenu également qu'elle a agi de façon raisonnable tant dans l'exploitation matérielle que dans la gestion commerciale de ses réseaux de canalisations. La société a affirmé, de plus, que toutes les

installations du réseau principal demeurent utilisées et utiles dans le contexte de l'exploitation intégrée des réseaux de TransCanada au bénéfice de tous les expéditeurs.

TransCanada a soutenu que l'Office évalue la prudence des coûts d'immobilisation à engager lorsqu'il approuve la construction d'une installation et détermine si le niveau des coûts engagés est prudent au moment où l'installation est mise en service. TransCanada n'a pas relevé de décisions dans lesquelles l'Office a reconnu expressément que les investissements faits dans le réseau principal étaient prudents. Elle a souligné, plutôt, que ses prétentions concernant la façon dont l'Office juge de la prudence d'un investissement sont conforment avec la décision RH-2-76[5] de l'Office. TransCanada a indiqué que, selon elle, le recouvrement de coûts engagés de façon prudente ne dépend pas du maintien d'un actif dans la base tarifaire. Au contraire, des éléments d'actif qui ne sont plus utilisés et utiles pour la prestation du service sont mis à la réforme et peuvent cesser d'être exploités, mais leurs coûts engagés prudemment continuent à être recouvrés.

TransCanada a indiqué que c'est le jugement initial de l'Office concernant la prudence d'un investissement, plutôt que la norme sur le plan de la réglementation fondée sur « l'utilisation et l'utilité », qui doit déterminer le recouvrement des coûts. À son avis, même si un élément d'actif est exclu de la base tarifaire, parce qu'il n'est plus utilisé et utile, par exemple, elle a droit à un rendement ou un retour de capital sur cet actif. TransCanada a soutenu que les propositions des intervenants qui ne lui accordent pas la possibilité de bénéficier d'un rendement ou d'un retour de capital sur un investissement prudent vont à l'encontre du pacte réglementaire et sont de nature confiscatoire.

TransCanada a soutenu qu'en vertu du pacte réglementaire, l'Office a le devoir de fixer les droits de manière à ce qu'elle ait une possibilité raisonnable de réaliser un rendement sur les capitaux investis prudemment et de recouvrer son investissement sur une période raisonnable. Elle a fait valoir que modifier en cours de route les dispositions du pacte réglementaire, face à des circonstances nouvelles, de sorte que la société soit obligée d'assumer des pertes que l'Office a le pouvoir de lui éviter, pourrait accroître considérablement le coût du capital pour toutes les industries réglementées au Canada. Selon TransCanada, même dans un cas où l'établissement de droits fondés sur le recouvrement intégral du coût du service conduirait à une « spirale tarifaire », il faudrait préserver la convention fondamentale sur laquelle repose le pacte réglementaire. TransCanada a soutenu que, même dans des circonstances où il estime que des droits qui continuent à fournir une occasion raisonnable de recouvrer des coûts engagés de manière prudente ne sont pas viables, l'Office serait tenu de fixer les droits à un niveau qui préserve la possibilité de récupérer des coûts prudents, et la question de savoir si ces droits peuvent être supportés par le marché serait l'affaire de TransCanada.

TransCanada a déclaré qu'elle n'a connaissance d'aucun précédent jurisprudentiel ni d'aucune décision de réglementation au Canada où l'on aurait refusé à un service public le recouvrement de coûts engagés prudemment à l'égard d'éléments d'actif qui continuent à être utilisés dans la prestation des services. Elle n'était pas au courant non plus de décisions de l'Office refusant le recouvrement de coûts d'immobilisation engagés prudemment à l'égard d'actifs qui ne sont plus utilisés et utiles. Elle a ajouté que l'Office n'a pas besoin d'examiner des précédents aux États-

[5] Office national de l'énergie, RH-2-76, *Motifs de décision*, Pipeline Interprovincial Limitée, Tarif et droits, décembre 1977.

Unis comme l'ont suggéré des intervenants (cet aspect est traité plus en détail au chapitre 9 de la décision). Les lois et la jurisprudence canadiennes devraient plutôt guider sa décision en la matière.

TransCanada a admis que le réseau principal, sur certains tronçons, dispose de plus de capacité qu'il n'est nécessaire pour transporter les volumes actuellement souscrits et faisant l'objet de commandes d'expédition dans un jour moyen, et que certaines installations de compression ne fonctionnent pas à hauteur des niveaux historiques. La société a indiqué qu'elle prévoit réformer des installations de compression en 2012 et 2013. Selon TransCanada, le fait que certains tronçons et équipements de compression ne soient pas constamment utilisés à plein régime ne signifie pas pour autant qu'elles ne sont plus utilisées et utiles. Toute la capacité continue d'être utilisée et concourt à permettre à TransCanada de répondre à la demande de service en jour de pointe, de réduire au minimum la consommation de combustible et de garantir la fiabilité du réseau et la sécurité des approvisionnements.

Pour ce qui est de dévaluer la base tarifaire, TransCanada a allégué qu'il y a un doute sérieux quant à savoir si l'Office a le pouvoir d'ordonner une réduction de la valeur de la base tarifaire ou d'exiger une contribution de la part des actionnaires, comme l'ont proposé certains intervenants. Elle a souligné que la Loi sur l'ONÉ ne renferme aucune disposition qui habilite expressément l'Office à ordonner une réduction de la valeur des actifs d'un pipeline relevant de sa compétence. De plus, aucune disposition du *Règlement de normalisation de la comptabilité des gazoducs* (RNCG)[6] ne lui confère expressément ce pouvoir. TransCanada a reconnu, cependant, que le RNCG ne prévoit aucune disposition exigeant qu'une perte résultant d'une réforme extraordinaire soit recouvrée au moyen des droits.

TransCanada a soutenu la position qu'une ordonnance de l'Office opérant une réduction *de fait* de la valeur de la base tarifaire du réseau principal, ou la suppression de coûts qu'il a décidé antérieurement avoir été engagés de façon prudente, reviendrait à confisquer ou à exproprier les biens privés de TransCanada. Invoquant l'arrêt de la Cour suprême du Canada dans l'affaire *ATCO Gas and Pipelines* c. *Alberta (Energy and Utilities Board)* (*Stores Block*)[7], elle a prétendu qu'il serait mal-fondé en droit que d'interpréter la Loi sur l'ONÉ de manière à dire qu'elle confère implicitement à l'Office le pouvoir de confisquer ou d'exproprier.

Selon la définition de TransCanada, les actifs échoués font référence à une situation dans laquelle des coûts ont été engagés de manière prudente et sont recouvrables dans le contexte de la réglementation, mais risquent de ne pas être recouvrables dans un environnement concurrentiel. Dans un tel cas, l'Office fixerait des droits justes et raisonnables, mais le marché ne permettrait pas à TransCanada de percevoir les droits fixés et de recouvrer ses coûts. La société déterminerait qu'il s'agit d'actifs échoués et pourrait présenter diverses propositions à l'organisme de réglementation sur la façon d'en disposer, par exemple, titrisation, frais de sortie ou imposition. TransCanada a indiqué, par ailleurs, qu'il entre dans les attributions de l'Office de déterminer qu'un bien est un actif échoué et de ne pas inclure les coûts connexes dans des droits qui sont justes et raisonnables. La question de savoir si cette décision est conforme au pacte réglementaire dépend de l'existence d'autres moyens de récupérer les coûts non récupérables.

---

6 DORS/83-190.

7 [2006] 1 R.C.S. 140, 2006 CSC 4.

Opinions des intervenants

APPrO

L'APPrO a proposé une MTR comprenant la titrisation des actifs sous-utilisés. Suivant la MTR, une somme correspondant à 55 % du coût d'investissement net des gazoducs de TransCanada, soit 3 milliards de dollars, serait retranchée de la base tarifaire et exclue du calcul de la charge d'amortissement. L'APPrO a soutenu que l'Office devrait donner instruction à TransCanada de déposer des droits proposés pour 2013 qui sont calculés en fonction du retrait de 3 milliards de dollars de la base tarifaire, à titre d'incitation à mettre au point une proposition concernant la titrisation. La question de la titrisation est examinée plus en détail dans la dernière section du chapitre.

L'APPrO a souligné que la première étape pour fixer des droits justes et raisonnables à l'égard du SG consiste à déterminer, à des fins de tarification, un coût du service qui reflète la proportion des coûts historiques sous-tendant la capacité réellement utilisée pour fournir le service garanti. À son avis, il n'est pas juste et raisonnable d'imposer aux expéditeurs restants le fardeau du coût total d'un réseau qui n'est que partiellement utilisé pour fournir le service et qui a peu de chances de retrouver ses débits antérieurs. Elle a déclaré que la solution proposée n'est pas de nature confiscatoire puisque les trois milliards de dollars représentant les actifs sous-utilisés de la base tarifaire seraient rendus à TransCanada, principalement par la titrisation des actifs en question.

L'APPrO a convenu que le pacte réglementaire offre à TransCanada la possibilité de réaliser un rendement équitable, mais a indiqué qu'il ne garantit pas une protection complète contre une conjoncture commerciale défavorable, pas plus qu'il n'exempte la pipelinière de tenir compte de l'effet de ses propositions sur les droits et les expéditeurs. Selon l'APPrO, la réglementation a été imposée aux sociétés de gazoduc monopolistiques telles que TransCanada pour protéger les intérêts des expéditeurs, non pas pour garantir le recouvrement de tous les coûts associés au gazoduc, comme l'allègue TransCanada. L'APPrO a déclaré que discipliner la pipelinière en refusant le recouvrement de coûts est un outil à la disposition de l'organisme de réglementation et qu'aucun présumé marché avec la pipelinière n'empêche de l'utiliser. Sous ce rapport, elle a soutenu qu'il n'appartient pas à TransCanada de décider du moment de retirer un actif du service et de le vendre pour faire un profit, ou encore de le laisser dans la base tarifaire et de continuer à en tirer un loyer économique. D'après l'APPrO, telle ne peut être la bonne façon d'interpréter le jugement *Stores Block*.

Selon l'APPrO, une capacité échouée équivaut à l'obsolescence économique, qui est une étape ultérieure à la sous-utilisation.

ACPP

L'ACPP assimilait le pacte réglementaire à la méthode de réglementation classique de l'Office, fondée sur le coût du service, suivant laquelle les droits du pipeline sont fixés chaque année en fonction des prévisions de coûts, compte tenu des comptes de report et l'éventuel report d'importantes composantes de coûts à des années ultérieures. Elle a soutenu, par ailleurs, que le pacte réglementaire ne protège pas la pipelinière contre des changements du point de vue de

l'offre, des marchés ou de la concurrence qui se répercutent sur sa capacité de recouvrer tous ses coûts par le truchement des droits.

L'ACPP a affirmé que la canalisation n° 2 du Nord de l'Ontario n'est pas nécessaire actuellement et qu'elle n'a aucune perspective raisonnable d'être requise de nouveau pour le transport de gaz. Ainsi, TransCanada devrait arrêter un plan pour mettre hors service ou désaffecter la canalisation n° 2 au complet. Outre la canalisation n° 2, l'ACPP n'a pas proposé que d'autres actifs précis soient désignés non nécessaires au service de transport de gaz naturel, mais elle a souligné que le jour viendra sans doute où il faudra faire cette détermination. Apache Canada Ltd. (Apache), Enerplus Corporation (Enerplus) et Husky Energy Marketing, Inc. (Husky) partageaient l'avis de l'ACPP concernant la mise hors service de la canalisation n° 2.

L'ACPP a soutenu que l'arrêt *Stores Block* fait ressortir que le propriétaire du pipeline assume tous les risques associés aux actifs qui lui appartiennent. Elle a prétendu que l'arrêt sert de fondement au point de vue selon lequel une installation qui n'est plus requise pour fournir un service réglementé devrait être retirée de la base tarifaire. L'ACPP a souligné, cependant, qu'elle convenait avec TransCanada que le réseau principal n'est pas rendu au stade où des installations doivent être retirées de la base tarifaire. Elle a signalé, notamment, que TransCanada a prévu une hausse des débits sur le réseau principal.

L'ACPP a souligné que, dans l'arrêt *Stores Block*, la Cour suprême du Canada s'est fondée sur une jurisprudence américaine qui admet que l'on refuse le recouvrement d'un investissement. Elle a indiqué que la Cour suprême des États-Unis, dans l'affaire *Market Street Railway Co.* c. *Railroad Commission of State of California et al* (*Market Street Railway*)[8], a confirmé une décision ayant pour effet de réduire les tarifs d'une société de tramway dont les tarifs en vigueur lui faisait perdre des clients et des revenus au profit de la concurrence. Dans ce contexte, la Cour suprême des États-Unis a jugé qu'il n'y avait aucune obligation de fixer des tarifs qui permettent de recouvrer intégralement les coûts, y compris le coût du capital, dans un cas où [TRADUCTION] « l'entreprise a dépassé son zénith quant à ses perspectives et son utilité, l'investissement est déjà menacé par les forces économiques et les perspectives de gains sont déjà grugées par la concurrence. » L'ACPP a fait observer qu'aucun des actifs de la société n'avait été déclaré inutilisé et inutile, et que l'organisme de réglementation avait fixé un tarif fondé sur ce qu'elle jugeait de nature à améliorer la situation. La Cour suprême des États-Unis, a souligné l'ACPP, n'a pas trouvé qu'il y avait eu confiscation d'avoirs même si le service public s'est retrouvé avec une perte, et a jugé que la norme du rendement équitable, telle qu'elle est définie dans la cause *Federal Power Commission* c. *Hope Natural Gas Co.*[9], ne s'appliquait pas.

À propos des investissements échoués, l'ACPP a indiqué qu'il est trop tôt pour parler d'investissements échoués dans le cas du réseau principal compte tenu de la prévision du débit fondée sur le cas n° 1 de TransCanada. Elle croit qu'il faudrait donner au réseau principal l'occasion de reconstituer les volumes du transport à grande distance au moyen de droits fixés au niveau suggéré dans la proposition de restructuration. L'ACPP estimait que c'est à l'Office qu'il revient de décider si des avoirs constituent des actifs échoués et la façon de traiter ces investissements. D'après elle, pour faire ce genre de détermination, il faudrait que l'Office

---

8 324 U.S. 548 (1945).

9 320 U.S. 591 (1944).

établisse le montant des coûts à recouvrer pendant la durée économique résiduelle du réseau principal et évalue si le marché peut soutenir les droits requis pour permettre le recouvrement de ces coûts au cours de la période en question.

ACIG

L'ACIG a recommandé que l'Office retranche de la base tarifaire, aux fins du calcul des droits, la portion des actifs du réseau principal qui est sous-utilisée. Elle a soutenu que les droits résultants placeraient le réseau principal dans une position plus concurrentielle et viable à long terme. L'ACIG a indiqué que la réduction du capital serait partagée moitié-moitié entre les actionnaires de TransCanada et les expéditeurs du réseau principal. À l'appui de sa proposition, elle a produit une preuve, examinée plus en détail au chapitre 9, montrant que les services publics américains partagent avec leurs expéditeurs les coûts entraînés par une sous-utilisation de leurs installations.

À titre de mesure provisoire, l'ACIG proposait que l'Office refuse à TransCanada, en 2012 et 2013, tout RCA sur 62 % de la valeur des actifs faisant partie de la CNO et du segment des Prairies.

L'ACIG jugeait que la proposition de restructuration n'abordait pas comme il fallait la question de la structure de coûts du réseau principal, que les volumes décroissants circulant dans le gazoduc ne peuvent plus soutenir. Elle n'acceptait pas le raisonnement de TransCanada voulant que tant qu'il y aura encore un expéditeur sur le réseau principal disposé à payer des droits qui permettent de recouvrer intégralement son coût du service annuel, ces droits seront supportables et le réseau principal demeurera viable. L'ACIG a déclaré, de plus, que TransCanada doit être prête à accepter une part de responsabilité pour le déséquilibre entre les coûts et les volumes. Elle rejetait son assertion que, dès lors qu'un investissement est jugé avoir été engagé prudemment, on devrait en autoriser le recouvrement intégral même si l'actif en question devient inutilisé ou inutile.

EZM

Les EZM convenaient que TransCanada doit jouir d'une possibilité raisonnable de tirer un rendement équitable des coûts qu'elle a engagés de manière prudente. Toutefois, selon eux, le pacte réglementaire qui existe au Canada n'est rien d'autre qu'un concept qui traduit l'équilibre, voulu par la loi, que les organismes de réglementation doivent atteindre entre les intérêts de l'entité réglementée, d'une part, et les intérêts de ses clients, d'autre part, en approuvant des droits qui sont justes et raisonnables. Ils ont soutenu qu'il n'est pas raisonnable, tant du point de vue réglementaire que dans la logique du marché financier, de penser que l'Office isolerait TransCanada en toutes circonstances des effets de la concurrence que les gazoducs se livrent pour attirer les approvisionnements gaziers.

Dans le cadre de leur proposition de rechange, les EZM demandaient que le rendement du capital-actions associé à la CNO soit retranché des besoins en produits pour chaque année de 2012 à 2020. Selon eux, cette mesure permet de reconnaître que la CNO n'est pas utilisée de façon suffisante actuellement, et n'est pas susceptible de l'être durant la période en question. Les EZM ont également proposé que TransCanada conserve certaines des économies réalisées au

titre des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration (EE et A) et du coût des capitaux d'emprunt, afin de compenser en partie le rendement sur le capital-actions qu'elle ne tirerait pas des actifs de la CNO. Gaz Métro et Union ont argué que la proposition de rechange des EZM s'accorde avec les décisions antérieures de l'Office et la jurisprudence, y compris la décision RH-1-77[10] et les arrêts *Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.* c. *Canada (Office national de l'énergie)* (*Trans Mountain*)[11] et *British Columbia Hydro and Power Authority* c. *Westcoast Transmission Co. Ltd. et al.* (*B.C. Hydro*)[12]. En particulier, Union a soutenu que l'Office est habilité à mettre en œuvre la proposition des EZM, car les jugements de la Cour d'appel fédérale depuis la fin des années 1970 ont confirmé l'étendue de sa compétence en matière d'établissement des droits.

Gaz Métro a soutenu que l'évolution des réalités du marché pourrait exiger que l'on donne plus d'importance au facteur de la concurrence, ce qui obligerait les investisseurs de TransCanada à apporter eux-mêmes une contribution au titre des coûts associés à la sous-utilisation du réseau principal. Selon les EZM, l'élimination du rendement sur le capital relié à la CNO ne devrait servir qu'à titre d'indication de ce qui constituerait une contribution raisonnable de la part des investisseurs de TransCanada.

De plus, Gaz Métro a soutenu que l'engagement prudent de coûts n'est pas le seul critère qui détermine le recouvrement des coûts, car il ressort de la jurisprudence de l'Office qu'en plus de la prudence des investissements, la capacité d'une société réglementée à recouvrer son coût du service dépend des avantages que ses actifs procurent aux clients. Gaz Métro estimait que ces avantages peuvent diminuer lorsque le niveau d'utilisation baisse.

York Energy Centre (YEC)

YEC a prié l'Office d'accéder à la requête de l'APPrO. Sous ce rapport, il a affirmé qu'il n'est pas juste et raisonnable d'imposer aux expéditeurs le fardeau du coût entier d'un réseau qui n'est que partiellement utilisé pour fournir le service et qui a peu de chances de retrouver ses débits antérieurs.

Pour ce qui concerne l'argument de TransCanada selon lequel la mesure est confiscatoire, YEC a déclaré qu'aucune des parties à l'instance ne préconisait le retrait matériel d'actifs compris dans la base tarifaire. Selon lui, l'argument est arbitraire et dépourvu de fondement. En particulier, YEC a soutenu que TransCanada a choisi d'investir dans une industrie réglementée et le rendement dégagé de cet investissement est soumis à la surveillance de l'Office.

YEC a indiqué que le pacte réglementaire ne se rapporte pas expressément aux droits du service public, sans égard à ce qui se produit dans l'exploitation de son pipeline. Il a allégué que le pacte réglementaire est un concept fluide et qu'il n'enlève pas à l'Office la capacité de garantir que l'intérêt public soit préservé ou que les droits soient justes et raisonnables.

---

[10] Office national de l'énergie, RH-1-77, *Motifs de décision*, Trans Mountain Pipe Line Company Ltd., partie IV, janvier 1978.
[11] [1979] 2 R.C.F. 118 (CAF).
[12] [1981] 2 R.C.F. 646 (CAF) Autorisation d'en appeler refusée (1981), 37 N.R. 540n (CSC).

Ministère de l'Énergie de l'Alberta (MÉA)

Le MÉA a indiqué que le pacte réglementaire vise à garantir que toutes les sociétés de gazoduc soient réglementées de manière à protéger leurs clients contre l'exercice de pouvoirs monopolistiques et à accorder aux pipelinières une occasion raisonnable de réaliser un rendement équitable. Dans ce contexte, il croyait que le pacte réglementaire demeurait valide et qu'il serait contraire à l'intérêt public que l'Office en déroge maintenant ou dans un proche avenir.

Le MÉA a déclaré qu'il est prêt à dire, pour le moment, que tous les éléments d'actif compris dans la base tarifaire dont TransCanada demande l'approbation demeurent utilisés et utiles. Il a souligné, toutefois, que l'Office a le droit de déterminer si les actifs constituant la base tarifaire d'une société sont sous-utilisés ou non, et s'ils devraient continuer à en faire partie, et que cela ne revient pas à confisquer les biens du service public. Des actifs, a précisé le MÉA, peuvent devenir à ce point sous-utilisés qu'ils peuvent être considérés comme n'étant plus utilisés et utiles, et cette détermination est à la discrétion de l'Office et relève de sa compétence.

À l'instar de l'ACPP, le MÉA voyait dans l'arrêt *Stores Block* la confirmation du principe selon lequel des actifs qui ne sont plus utilisés et utiles doivent être retirés de la base tarifaire. Il a fait remarquer que c'est ainsi que l'organisme de réglementation albertain[13] et la Cour d'appel de l'Alberta[14] ont interprété l'arrêt. Il a souligné que le tribunal de réglementation doit retrancher de la base tarifaire l'investissement associé à des éléments d'actif qui ne sont plus utilisés et utiles dans la prestation du service. Le MÉA appuyait l'argumentation de l'ACPP concernant la jurisprudence américaine et, plus particulièrement, l'affaire *Market Street Railway*.

En ce qui touche la confiscation de biens, le MÉA a soutenu que les faits de l'arrêt *Stores Block* diffèrent de ceux en l'espèce. L'organisme de réglementation albertain avait ordonné que le produit de la vente de certains des actifs du service public, dont on avait jugé antérieurement qu'ils n'étaient plus utilisés et utiles, devait être remis aux clients du service public. Le jugement de la Cour suprême du Canada concernait l'idée selon laquelle verser le produit de la vente de biens du service public aux clients de celui-ci était confiscatoire.

Ministère de l'Énergie de l'Ontario (Ontario)

L'Ontario a indiqué que beaucoup des compresseurs du réseau principal ont de faibles taux d'utilisation. Elle a dit appuyer l'argument du MÉA indiquant que l'Office a le pouvoir discrétionnaire de déterminer si des actifs sont utilisés et utiles, et s'ils devraient demeurer dans la base tarifaire aux fins du calcul des droits. L'Ontario n'a pas demandé que l'Office ordonne le retrait d'actifs précis de la base tarifaire, mais elle a exprimé l'avis qu'il devrait envisager d'exiger que TransCanada, dans le cadre de futures demandes, fournisse une preuve indiquant les actifs précis du réseau principal qui sont utilisés, sous-utilisés ou pas du tout utilisés, pour l'aider à déterminer lesquels devraient continuer à faire partie de la base tarifaire du réseau principal.

---

[13] Décision 2012-172 de l'Alberta Energy Utilities Board, ATCO Electric Ltd., 2011-2012 General Tariff Application Compliance Filing for Directions Arising from AUC Decision 2011-459, (22 juin 2012), par. 21-22.

[14] *ATCO Gas and Pipelines Ltd.* c. *Alberta (Energy and Utilities Board)*, [2008] A.J. n° 566, 2008 ABCA 200, par. 27 et 29 (ATCO Carbon), citant *Alberta Power Ltd.* c. *Alberta (Public Utilities Board)* (1990), 72 Alta. L.R. (2e éd.) 129 (CAF), p. 151.

Positions d'autres intervenants

Selon l'Industrial Gas Consumers Association of Alberta (IGCAA), le Groupe d'exportateurs de l'Ouest (GEO), Centra Gas Manitoba, Inc. (Centra) et l'Office of the Utilities Consumer Advocate (UCA), le pacte réglementaire est un jeu d'équilibre dans lequel l'organisme de réglementation doit concilier les intérêts des investisseurs et des consommateurs pour déterminer des droits justes et raisonnables.

Le GEO a indiqué, de plus, que le pacte réglementaire est une convention non écrite qui évolue au fil du temps. Le Québec jugeait que TransCanada devrait bénéficier d'une possibilité raisonnable de recouvrer ses coûts, mais pas de la garantie qu'elle pourra le faire. Il a aussi souligné que, dans un contexte de surcapacité, toutes les parties prenantes devraient partager les coûts associés à l'excédent de capacité.

Réplique de TransCanada

D'après TransCanada, le pacte réglementaire a favorisé l'investissement dans l'infrastructure des services publics grâce à de faibles taux du coût du capital et taux d'amortissement qui ont réduit le niveau des droits au profit des clients des services publics. En contrepartie, TransCanada trouvait que les investisseurs du service public devraient avoir la possibilité de recouvrer tous les coûts engagés de manière prudente et être isolés de l'effet des fluctuations de débit. TransCanada a souligné qu'un des principes essentiels du « pacte », c'est qu'une partie ne peut pas profiter de droits fondés sur les coûts alors que le marché pourrait payer davantage, puis revenir sur l'entente à son propre avantage, quand les circonstances changent, de sorte que les expéditeurs pourraient avoir à payer des droits plus élevés qu'ils ne le feraient dans un marché de pleine concurrence.

TransCanada a déclaré qu'il est faux de dire que des actifs antérieurement utilisés et utiles ne peuvent jamais cesser de l'être, ou ne jamais être retirés de la base tarifaire, soulignant que tel n'a jamais été son propos. Elle a argué que, suivant la loi, lorsque des actifs ne sont plus utilisés et utiles, ils sont mis à la réforme et la pipelinière récupère son investissement, pour autant qu'il n'y ait pas eu imprudence de sa part.

En réplique aux arguments de l'ACPP, TransCanada a soutenu que l'arrêt *Market Street Railway* n'est pas pertinent. Elle a fait valoir que la cause date de plus de 65 ans, est juste mentionnée en passant dans un jugement canadien, traite d'une disposition de la Constitution des États-Unis et concerne un service public dont les circonstances ne ressemblent en rien à la situation du réseau principal. Elle a soutenu, en somme, que l'Office ne devrait pas tenir compte de l'affaire *Market Street Railway* et qu'il serait plus pertinent de se pencher sur la question de savoir si le jugement *Stores Block* a pour effet de limiter l'interprétation large des pouvoirs de l'Office véhiculée dans les causes *B.C. Hydro* et *Trans Mountain*, où la notion de confiscation n'était pas examinée. TransCanada a prétendu que le jugement *Stores Block* impose cette limite.

4.2 Risque fondamental couru par le réseau principal

Opinion de TransCanada

TransCanada a souligné que, par le passé, ses taux de rendement autorisés avaient été plus bas que ce qu'ils auraient pu être parce que le réseau n'était pas exposé au risque de fluctuations annuelles du débit. En outre, on ne lui avait pas donné la possibilité de réaliser des rendements plus élevés même lorsque la valeur du transport en surpassait le coût. Selon TransCanada, l'Office a établi clairement dans la décision RH-1-2002[15] qu'elle n'assumait pas le risque de sous-utilisation découlant du non-renouvellement de contrats. TransCanada estimait que cette conclusion de l'Office avait constitué la prémisse centrale de tous les droits établis pour le réseau principal depuis ce moment-là. L'incidence de la chute des déterminants de facturation a été prise en compte dans les droits : elle n'a pas été traitée comme la matérialisation d'un risque assumé par TransCanada et partagé par ses actionnaires. TransCanada a prétendu que si elle avait à subir les conséquences du risque associé à la sous-utilisation de ses installations, l'Office, dans ce cas, lui imposerait la réalisation d'un risque qu'elle n'avait pas assumé et pour lequel elle n'avait pas reçu compensation.

TransCanada jugeait qu'on aurait tort d'affirmer qu'elle a pris en charge le risque que certains intervenants ont appelé le « risque de non-renouvellement de contrats », le « risque de sous-utilisation » ou encore le « risque lié au débit », ou de dire qu'elle a été compensée pour ce risque. Elle a indiqué que l'Office a admis que les organismes de réglementation ne seraient peut-être pas en mesure de protéger le réseau principal, si ses droits devenaient non concurrentiels. Mais elle estimait que les circonstances actuelles ne correspondent pas à une telle situation où l'organisme de réglementation ne peut protéger le réseau principal.

TransCanada a défini le risque fondamental que court le réseau principal comme le cas où la concurrence du marché l'empêcherait de pratiquer des droits justes et raisonnables qui lui permettent de recouvrer intégralement ses coûts. D'après TransCanada, si les choses en arrivaient là, c'est que les droits excéderaient ce que le marché est prêt à payer et les clients passeraient au pétrole, au charbon ou au bois. À son avis, ce n'est qu'à ce moment-là que ses actionnaires devraient être touchés.

Selon TransCanada, le fait que les bénéfices du réseau principal n'aient pas encore « souffert » ne veut pas dire qu'il n'est pas exposé au risque de ne pouvoir recouvrer ses coûts engagés de manière prudente pendant la période. L'incertitude entourant le risque commercial demeure un risque pour le réseau principal, et l'Office devrait en tenir compte au moment de déterminer un rendement équitable pour le réseau.

M. Kolbe, témoin expert de TransCanada, a indiqué qu'en temps normal, une société dont les droits sont réglementés s'attend à toucher le taux de rendement autorisé, sans possibilité de réaliser un rendement beaucoup plus élevé que celui-ci. Toutefois, il arrive que des sociétés réglementées soient confrontées à des risques de perte nettement supérieurs au potentiel de gains. Dans le cas du réseau principal, TransCanada n'a jamais demandé une prime de risque d'asymétrie en sus de son coût du capital, s'étant plutôt attendue à ce que l'Office fasse tout en

---

[15] Office national de l'énergie, RH-1-2002, *Motifs de décision*, TransCanada PipeLines Limited, Droits et Tarif, 2003.

son pouvoir pour éviter que le réseau principal ne subisse une troncature prématurée des flux de trésorerie de ses investisseurs. Sans égard à ce qui précède, M. Kolbe a reconnu que les investissements dans des pipelines se font à des conditions où le risque d'asymétrie est réputé faible au point d'être négligeable et faire partie du « bruit » normal qui entoure les activités réglementées. Toutefois, si le risque devait changer, il faudrait prendre une décision quant à la façon de l'aborder.

En outre, TransCanada a allégué que fixer globalement les droits au moindre du coût ou de la valeur marchande serait une forme de confiscation. Elle a soutenu que les droits peuvent être fixés individuellement au plus bas du coût ou de la valeur marchande pour autant que le service public ait une possibilité raisonnable de recouvrer, dans l'ensemble, les coûts qu'il a engagés de manière prudente. TransCanada a soutenu que, sous ce régime, une grande partie de ses coûts pourraient devenir irrécouvrables, et il s'ensuivrait qu'avec le temps, le service public recouvrerait moins que les coûts engagés de manière prudente et ne toucherait pas un rendement équitable.

Opinions des intervenants

APPrO

M. Safir, témoin expert de l'APPrO, a exprimé l'avis que TransCanada a toujours touché un taux de rendement qui tenait compte d'un élément de risque commercial, reflétant la probabilité que des actifs deviennent sous-utilisés en raison de l'évolution des circonstances économiques. Il a indiqué que, parce que le risque d'obsolescence économique faisait partie intégrante de la structure du rendement, TransCanada s'est déjà fait compenser pour avoir accepté le risque associé à la sous-utilisation d'une grande partie de l'investissement, qui est maintenant évidente dans le réseau.

M. Safir a soutenu que TransCanada a accepté le risque associé à un besoin de capacité à long terme en échange d'un taux de rendement correspondant. Il a affirmé que le risque de sous-utilisation de la capacité s'est matérialisé, pour l'essentiel, et que le fardeau devrait en retomber principalement sur le réseau principal. Sous ce rapport, l'APPrO a laissé entendre que TransCanada devrait assumer une partie des coûts liés au non-renouvellement de contrats en versant chaque année la somme de 50 millions de dollars au titre des besoins en produits du réseau principal.

M. Safir a indiqué que la MTR proposée par l'APPrO réduirait le risque commercial global auquel TransCanada est exposée. Il en serait ainsi, selon lui, parce que cela éliminerait l'incertitude entourant le traitement et le recouvrement ultime des capitaux investis dans les actifs sous-utilisés et, dans la mesure où le réseau principal serait libéré de cette incertitude économique, parce que le rendement requis sur les actifs subsistants dans la base tarifaire serait plus bas.

ACPP

D'après l'ACPP, au vu des précédents réglementaires, TransCanada peut s'attendre à juste titre que l'Office fasse son possible pour protéger le réseau principal, mais il ne faut pas y voir une protection contre toutes les issues négatives possibles.

Pour ce qui concerne le risque d'asymétrie, M. Booth a indiqué qu'il est inexact de dire que le service public gagne son coût du capital sauf lorsque de mauvaises situations surgissent et qu'il perd de l'argent. Il a souligné que le réseau principal touche une prime de risque en contrepartie de l'acceptation d'un risque qui ne s'est pas matérialisé et que, par conséquent, l'asymétrie, s'il en existe, n'est pas dans le sens d'une perte, mais bien dans le sens opposé, c'est-à-dire que des investisseurs dans des services publics au Canada touchent une prime de risque sans assumer aucun risque, car il est passé aux expéditeurs.

ACIG

Selon l'ACIG, l'Office a consenti des rendements plus élevés aux actionnaires de TransCanada par le passé afin de compenser un risque commercial à long terme perçu. Maintenant que le risque s'est matérialisé en partie, l'ACIG n'était pas d'accord pour que TransCanada continue à se faire compenser par une majoration de son coût du capital, puisque ce sont les expéditeurs qui ont assumé le fardeau de tous les coûts supplémentaires découlant de la réalisation des risques au cours des dernières années.

L'ACIG était d'avis que TransCanada n'avait pas assumé expressément le risque lié au débit et qu'elle avait été compensée en conséquence. L'ACIG a indiqué, toutefois, que TransCanada avait bénéficié de rendements plus élevés, fondés sur la perception que certains risques à long terme pourraient se matérialiser. L'ACIG a déclaré que ces risques à long terme sont devenus réalité pendant la majeure partie de la dernière décennie.

EZM

Selon M. Makholm, un des témoins experts des EZM, si TransCanada recouvrait tous les coûts qu'elle a engagés de manière prudente, il s'ensuivrait que ses actionnaires n'assumeraient aucunement les conséquences financières de la sous-utilisation du réseau principal. M. Makholm estimait que les circonstances que l'Office avait envisagées dans sa décision RH-4-2001[16] – à savoir la chute des débits au point où les droits résultants excèdent ce que le marché est prêt à payer – se sont matérialisées, compte tenu du portrait extrême que TransCanada dépeint du contexte commercial actuel.

Gaz Métro a allégué que la structure de coûts du réseau principal provoque une spirale tarifaire en raison de la sous-utilisation chronique de ses actifs et du fait que le marché plus compétitif d'aujourd'hui ne supporte pas les droits qui en découlent. Ainsi, elle était d'avis que toutes les parties intéressées, y compris TransCanada, devraient apporter une contribution pour préserver la viabilité à long terme du réseau principal. Elle a soutenu que cela ne constituerait pas un traitement inéquitable à l'endroit de TransCanada, car cette dernière s'est déjà fait dédommager

[16] Office national de l'énergie, RH-4-2001, *Motifs de décision*, TransCanada PipeLines Limited, Coût du capital, juin 2002.

pour le risque. D'après Gaz Métro, il s'agirait simplement de la matérialisation des risques auxquels TransCanada est exposée depuis 2001.

Les EZM ont indiqué, de plus, que leur proposition reconnaît que le niveau d'utilisation du segment de la CNO jusqu'en 2020 ne sera vraisemblablement pas suffisant.

Réplique de TransCanada

Selon TransCanada, la contribution que certains intervenants ont proposé d'exiger des actionnaires l'obligerait à supporter les conséquences de la réalisation actuelle d'un risque passé qu'elle n'a pas assumé et pour lequel elle n'a pas reçu de compensation. TransCanada a affirmé qu'exiger ce genre de contribution contreviendrait au pacte réglementaire en lui enlevant la possibilité de recouvrer des coûts engagés de manière prudente, et serait de nature confiscatoire. Pour ce qui est du mécanisme incitatif que les EZM ont proposé afin qu'elle puisse récupérer le rendement non réalisé sur la CNO, TransCanada a souligné que le mécanisme exagère les possibilités de recouvrement étant donné sa capacité limitée à gérer son coût d'endettement et l'impossibilité de réaliser des économies suffisantes au titre des frais d'EE et A pour compenser entièrement le RCA auquel elle aurait renoncé. TransCanada a soutenu que sa proposition visant à différer des flux de trésorerie est une contribution qu'elle fait parce que la compétitivité du réseau principal lui tient à cœur.

TransCanada a indiqué que fixer les droits du réseau principal avec l'objectif de les rendre concurrentiels et ne pas tenir compte des coûts sous-jacents de la prestation du service de transport consisterait à adopter une approche en matière d'établissement des droits qui est extrêmement subjective et contraire aux principes établis. Selon elle, agir ainsi dans les circonstances actuelles, alors que la valeur marchande de la capacité est inférieure aux droits exigés sur certains parcours (bien qu'elle ait largement dépassé le niveau des droits par le passé), contreviendrait au principe de la réglementation axée sur les coûts, préconisée par l'Office, et appliquerait plutôt une norme fondée sur le « moindre du coût ou de la valeur marchande ». TransCanada jugeait cette approche inappropriée et contraire aux principes de tarification de l'Office.

Opinion de l'Office

Dans les paragraphes qui suivent, nous examinons le pacte réglementaire, les normes de réglementation relatives au recouvrement des coûts, la question de savoir si la Loi sur l'ONÉ et le RNCG obligent l'Office à accorder à TransCanada la possibilité de recouvrer tous les coûts qu'elle a engagés de manière prudente en toutes circonstances, ainsi que la question de savoir si le refus de certains coûts du réseau principal serait confiscatoire. Nous abordons ensuite les risques fondamentaux pour lesquels TransCanada a obtenu compensation par le truchement du rendement autorisé sur la base tarifaire et la question de savoir s'il y a lieu de refuser le recouvrement de certains coûts. Avant d'entrer dans le vif du sujet, nous allons commenter certains des termes employés dans cette décision.

TransCanada a soutenu que l'Office n'avait pas le pouvoir d'ordonner ou d'opérer une réduction de la valeur de sa base tarifaire. À notre avis, les expressions « réduction de

valeur » ou « radiation » sont des termes comptables qui concernent la valeur à laquelle les actifs sont comptabilisés dans les livres de TransCanada et déclarés à des fins financières. Selon nous, ces termes ne sont pas pertinents en l'espèce, bien que nous reconnaissions que la méthode de réglementation peut influer sur la valeur à laquelle les actifs réglementés sont comptabilisés dans les livres de TransCanada. Dans la présente décision, nous parlons du refus de coûts ou du recouvrement de coûts pour désigner le refus de permettre à TransCanada de bénéficier d'un rendement ou d'un retour de capital investi à même les droits.

Pacte réglementaire

TransCanada, et dans une moindre mesure d'autres intervenants, ont affirmé que l'Office se doit de respecter le pacte réglementaire en rendant sa décision dans le présent dossier. Selon les témoignages recueillis au cours de l'instance, l'expression « pacte réglementaire » recouvre les interprétations diverses, et parfois divergentes, des parties à propos de ce que les lois pertinentes, la jurisprudence et les décisions antérieures de l'Office semblent indiquer comme décision à prendre à l'égard de la demande.

L'expression « pacte réglementaire » n'a pas été expressément définie par l'Office. Nous ne sommes pas disposés à accepter le concept du pacte réglementaire comme une chose qui dicte à l'Office la manière de fixer des droits justes et raisonnables. Selon nous, le concept est mal défini. Selon l'interprétation de TransCanada, le pacte réglementaire aurait pour effet de protéger le réseau principal des conséquences de la concurrence. D'autres intervenants ont soutenu qu'il les protège contre le pouvoir de marché de la pipelinière. Selon nous, ces différentes façons de qualifier le pacte réglementaire dénotent un vice fondamental dans l'idée d'employer ce concept pour fixer des droits justes et raisonnables; le pacte réglementaire représente différentes choses pour différentes personnes.

De plus, le pacte réglementaire, tel que la Cour suprême du Canada l'a défini dans l'arrêt *Stores Block*, ne s'applique pas directement au cas de TransCanada. Le réseau principal n'a pas de zone de desserte, et TransCanada n'est pas tenue par la loi de desservir des clients dans une région donnée. Les certificats d'utilité publique confèrent un droit à TransCanada, non pas une obligation, de construire des installations pour le transport de gaz. Par conséquent, nous ne croyons pas que le concept de « pacte réglementaire », tel qu'il est défini dans l'arrêt *Stores Block*, soit d'une grande utilité pour nous guider dans l'établissement des droits du réseau principal.

Dans le cadre du règlement de la présente demande, nous avons le mandat d'établir des droits justes et raisonnables ne donnant lieu à aucune distinction injuste, conformément aux dispositions de la Loi sur l'ONÉ.

Normes de réglementation relatives au recouvrement des coûts

Selon nous, l'argument de TransCanada selon lequel la prudence est un critère qui détermine s'il est possible de recouvrer des coûts trouve ses fondements dans des

décisions antérieures de l'Office, des textes faisant autorité dans le domaine de la réglementation des services publics et la jurisprudence[17]. Il en est de même pour la norme de réglementation fondée sur « l'utilisation et l'utilité »[18]. TransCanada et les intervenants ont chacun donné préséance à l'une ou l'autre de ces normes de réglementation pour étayer leur argumentation.

À notre avis, les deux normes peuvent entrer en conflit. La norme fondée sur « l'utilisation et l'utilité » envisage la possibilité que le recouvrement de coûts engagés de manière prudente soit refusé si l'actif associé à cet investissement n'est plus utilisé et utile pour la prestation du service. Selon nous, les tribunaux canadiens n'ont pas réussi à concilier ces deux normes conflictuelles une fois pour toutes dans le contexte des pipelines relevant de l'Office. Une grande partie de la jurisprudence traite d'une norme, mais non de l'autre, ou se distingue aisément comme étant le produit d'organismes de réglementation provinciaux et des textes législatifs qui les régissent. De plus, certaines des déclarations des tribunaux peuvent être qualifiées d'opinion incidente.

La décision RH-2-76 de l'Office concilie quelque peu les deux normes de réglementation. Toutefois, cette décision, rendue il y a plus de 40 ans, se situait dans un contexte réglementaire et de marché fort différent. Dans cette décision, l'Office a établi clairement que la prudence n'est pas le seul critère qu'il faille employer pour apprécier la valeur des installations comprises dans la base tarifaire et déterminer si une pipelinière devrait tirer un rendement des capitaux investis[19].

Dans la décision RH-2-76, l'Office s'est servi d'un critère à deux volets pour déterminer la quantité d'installations comprises dans la base tarifaire. D'abord, il a examiné si les installations étaient utiles à la prestation du service au public et utilisées à cette fin; ensuite, il a déterminé si les capitaux investis dans les installations l'avaient été de manière prudente. Dans cette décision, il n'était nullement question que l'investissement dans les actifs avait été imprudent. Cependant, l'Office a refusé à la pipelinière une partie du rendement sur l'investissement associé aux actifs non jugés utilisés et utiles, et a accéléré le retour de cet investissement. La décision passe sous silence la question de savoir si la norme fondée sur « l'utilisation et l'utilité » peut être employée pour refuser le retour de capital.

Selon nous, la prétention de TransCanada que la prudence est le seul critère à déterminer s'il est possible de recouvrer des coûts n'est pas soutenable dans le contexte des pipelines réglementés par l'Office.

---

17 Voici une liste non exhaustive des références pertinentes : *TransCanada PipeLines Ltd.* c. *Canada (Office national de l'énergie)*, [2004] A.C.F. n° 654, 2004 CAF 149, par. 32 et 43; James C. Bonbright et al., *Principles of Public Utility Rates*, 2ᵉ éd. (Arlington, Virginia: Public Utilities Reports, Inc. 1988), p. 223-224 et 238 (Bonbright); RH-4-2001, p. 28; Office national de l'énergie, RH-2-2004, phase II, *Motifs de décision*, TransCanada PipeLines Limited, Coût du capital, avril 2005, p. 49.

18 Voici une liste non exhaustive des références pertinentes : B.C. Hydro, par 53; *ATCO Gas and Pipelines Ltd.* c. *Alberta (Utilities Commission)* [2009] A.J. n° 713, par. 28; *ATCO Carbon*, par. 27 et 29; Bonbright, p. 257-258; Charles F. Phillips, *The Regulation of Public Utilities*, (Arlington, Virginia : Public Utilities Reports, Inc. 1988), p. 301, 302, 325, 326; RH-1-77, p. 2-10 à 2-17 et 3-6 à 3-7; affirmé dans TransMountain, Office national de l'énergie, RH-2-97, *Motifs de décision*,Westcoast Energy Inc., Droits, août 1997, p. 15.

19 RH-2-76, p. 3-8 à 3-9 et 3-42 à 3-48.

Cette thèse ne reconnaît pas que les droits et la méthode de tarification peuvent changer à mesure qu'évoluent les circonstances du pipeline. Nous remarquons que le pouvoir de fixer des droits justes et raisonnables dont le Parlement a investi l'Office en vertu de la Loi sur l'ONÉ n'est entravé par aucune règle légale concernant la façon dont l'Office doit parvenir à ce résultat[20]. Selon nous, cette latitude est accordée à l'Office pour lui permettre d'adapter les droits et la méthode de tarification au contexte dans lequel le pipeline est exploité. Ce point a été soulevé durant le débat au Parlement sur le projet de loi C-49 (qui a donné naissance à l'Office)[21] :

> [TRADUCTION] « Le projet de loi n'astreint l'Office à aucune méthode durant l'examen et, au besoin, l'établissement des droits et tarifs. Au contraire, nous sommes convaincus qu'il serait erroné de cristalliser dans une formule réglementaire une méthode unique s'appliquant à toutes les sociétés, qu'elles soient du secteur pétrolier ou du secteur gazier. Assurément, aucune méthode ne s'appliquerait aux deux secteurs, vu la nature aussi différente des risques commerciaux et intrinsèques de chacun. La situation de chaque société diffère énormément de celle d'une autre, et les circonstances qui prévalent globalement dans un secteur évoluent tellement avec le temps qu'une méthode unique rigide deviendrait inopérante presque avant d'avoir été mise en application. »

Une disposition qui obligerait l'Office à approuver des droits qui permettent de recouvrer tous les coûts en toutes circonstances n'est pas compatible avec le pouvoir discrétionnaire que le Parlement a conféré à l'Office et pourrait ne pas aboutir à des droits qui sont justes et raisonnables. Sous ce rapport, nous n'acceptons pas l'argument de TransCanada selon lequel l'Office est tenu d'approuver des droits qui permettent de recouvrer tous les coûts engagés de manière prudente, même s'il sait que ces droits ne peuvent pas être imputés au marché. Il serait inefficace et insensé d'agir ainsi.

À notre avis, une disposition réglementaire qui oblige l'Office à établir des droits autorisant le rendement sur l'investissement et le retour de l'investissement, sans égard à ce que les actifs associés à l'investissement soient ou non utilisés et utiles pour la prestation du service, érode la responsabilité de la direction au chapitre de ses décisions d'investissement ainsi que sa responsabilité d'actualiser les taux d'amortissement comme il convient. Une telle situation, selon nous, n'est pas propice à la création d'une infrastructure énergétique et de marchés efficaces. Qui plus est, elle n'incite nullement la pipelinière à trouver des façons de faire un meilleur usage de ses actifs.

Compte tenu de ce qui précède, la norme de la prudence ne devrait pas être la seule employée pour déterminer s'il est possible de recouvrer les coûts des pipelines réglementés par l'Office en toutes circonstances.

---

[20] Trans Mountain, p. 3; B.C. Hydro, par. 17; Bell Canada c. Bell Aliant Regional Communications, [2009] 2 R.C.S. 764, 2009 CSC 40, par 40.

[21] *Débats de la Chambre des Communes*, 24e Parl., 2e Session, nº 4 (22 mai 1959) à 3927-3928 (Hon. Gordon Churchill).

Confiscation

TransCanada a soutenu que l'arrêt *Stores Block* établit que le refus de coûts reviendrait à confisquer ses biens. À notre avis, la situation décrite dans *Stores Block* est tout autre que celle qui se produirait si l'Office refusait des coûts associés à des actifs qui ne sont pas utilisés et utiles pour fournir le service de transport de gaz.

Dans le jugement *Stores Block*, il était question de répartir le produit de la vente d'un actif que l'Alberta Energy Utilities Board (AEUB) avait déjà déclaré ne plus être utilisé et utile pour la fourniture du service de distribution de gaz. La société de distribution de gaz locale était en mesure de vendre l'actif excédentaire pour un montant supérieur à la valeur comptable nette du bien. Au moment d'approuver la vente, l'organisme de réglementation albertain a attribué aux clients de la société de distribution locale une partie du produit net de la vente. Dans les faits, il a prélevé une portion du produit de la vente du bien et l'a redistribuée parmi les clients du service public. La Cour suprême a conclu, à la majorité, que cette mesure était confiscatoire et qu'elle outrepassait les pouvoirs conférés à l'AEUB aux termes du paragraphe 15(3) de l'*Alberta Energy and Utilities Board Act*[22].

L'arrêt *Stores Block* ne traitait pas des pouvoirs de l'AEUB en matière d'établissement des droits. La question de savoir si un refus de coûts était confiscatoire ou non n'a pas été débattue. Le point en litige dans cette affaire était de savoir si, en vertu du paragraphe 15(3) de l'*Alberta Energy and Utilities Board Act*, l'AEUB avait le pouvoir d'assortir de conditions l'approbation de la vente d'un actif qui ne s'inscrivait pas dans le cours normal des activités du service public. Contrairement au cas *Stores Block*, si l'Office refusait des coûts en l'espèce, il le ferait dans l'exercice de son pouvoir fondamental d'établir les droits, et il ne s'agirait pas d'assortir de conditions une approbation autorisant l'aliénation d'actifs.

La cause *Stores Block* concernait aussi un service public de distribution de gaz qui avait une zone de desserte. Nous avons déjà établi que le réseau principal n'a pas de zone de desserte dans laquelle il est tenu de desservir des clients. De plus, TransCanada n'est pas obligée de construire des installations sur le réseau principal lorsque l'Office lui délivre un certificat d'utilité publique. C'est plutôt qu'elle choisit d'investir dans des installations en vertu de cette autorisation.

À la différence de l'AEUB dans *Stores Block*, l'Office, s'il refusait des coûts associés à des actifs qui ne servent plus à fournir le service, ne serait pas en train de prendre des biens de TransCanada et de les redistribuer parmi ses clients. TransCanada resterait propriétaire de ses actifs. Toutefois, elle ne recevrait aucune compensation, au moyen des droits, pour la propriété des actifs, vu qu'ils ne seraient pas utilisés pour fournir le service aux clients.

Compte tenu de ce qui précède, nous croyons qu'il ne serait pas confiscatoire de refuser des coûts dans des circonstances appropriées.

[22] R.S.A. 2000, ch. A-17.

À notre avis, cette conclusion est conforme aux principes énoncés dans la cause *Stores Block*. Cette dernière place le risque ultime associé à la propriété de l'actif sur la société pipelinière, pas ses clients. Nous reconnaissons que l'arrêt *Stores Block* ne précise pas comment l'organisme de réglementation doit s'y prendre pour calculer la base tarifaire et déterminer les droits. Cependant, la Cour a clairement établi que les avantages et les risques associés à la propriété d'actifs – réalisés au moment de leur aliénation – résident auprès du service public. Comme l'a souligné l'APPrO, si la loi obligeait l'Office ou d'autres organismes de réglementation à permettre le recouvrement de coûts associés à des actifs qui ne sont plus utilisés et utiles pour la prestation du service, il serait fort invraisemblable qu'un service public se défasse d'un actif à un prix inférieur à sa valeur comptable et réalise une perte, possibilité que la Cour suprême du Canada a évoquée dans l'affaire *Stores Block*. Au contraire, le service public conserverait l'actif dans sa base tarifaire et continuerait à bénéficier d'un rendement ou d'un retour de capital sur l'investissement.

Le RNCG

TransCanada a soutenu que les dispositions du RNCG concernant la réforme d'actifs mènent à la conclusion que l'Office n'a pas le pouvoir d'ordonner le refus du recouvrement de coûts. Elle a prétendu que, suivant le RNGC, des actifs qui ne sont plus utilisés et utiles sont mis à la réforme et la pipelinière récupère son argent. Elle a soutenu que le fait même que le RNGC renferme des dispositions sur la réforme d'actifs indique clairement que l'intention du Parlement n'était pas d'habiliter l'Office à refuser le recouvrement de coûts.

Le RNGC renferme des dispositions au sujet de la réforme d'actifs, mais aucune n'exige expressément que les coûts associés à l'actif réformé soient recouvrés au moyen des droits. En effet, TransCanada a admis qu'aucune disposition du RNGC n'indique que des sommes enregistrées dans ses livres comptables sont d'office recouvrables au moyen des droits.

Dans des décisions antérieures, l'Office a reconnu que l'existence d'un compte établi suivant le RNGC n'implique pas que les coûts qui y sont comptabilisés sont d'office recouvrables au moyen des droits[23]. Nous convenons avec Union que la réglementation comptable facilite la tâche de l'Office lorsqu'il s'agit de fixer des droits justes et raisonnables en employant la méthode axée sur le coût du service. Il n'en découle pas, cependant, que la réglementation comptable oblige l'Office à autoriser le recouvrement de certains coûts au moyen des droits s'il en résulterait que les droits ne sont pas justes et raisonnables.

Par conséquent, nous estimons que le RNGC ne limite pas le pouvoir conféré à l'Office, en vertu de la Loi sur l'ONÉ, de fixer des droits justes et raisonnables.

---

[23] RH-2-97, partie I, p. 15.

Risque fondamental couru par TransCanada

L'Office a déjà défini la matérialisation du risque fondamental pour le réseau principal comme le moment où le débit du réseau diminue au point où les droits résultants excèdent ce que le marché est prêt à payer. Il avait souligné que si cette situation se produisait, il ne serait plus en mesure de protéger le réseau principal et celui-ci ne pourrait peut-être pas recouvrer intégralement ses coûts[24].

TransCanada a décrit le moment où le risque fondamental se matérialiserait comme celui où les derniers clients qui subsistent sur le réseau commenceraient à passer à d'autres sources d'énergie, comme le charbon ou le bois. TransCanada a allégué que, même dans ce cas, la loi obligeait l'Office à fixer des droits qui lui offriraient une possibilité raisonnable de recouvrer les coûts du réseau principal, malgré le fait qu'elle ne pourrait percevoir ces droits.

Selon nous, TransCanada n'a pas décrit correctement de quelle façon le risque fondamental se matérialiserait sur le réseau principal.

Nous ne croyons pas que le risque fondamental du réseau principal tienne à la capacité de ses expéditeurs les plus captifs à payer des droits croissants. Parce qu'il est raccordé à divers marchés et bassins d'approvisionnement, les risques fondamentaux pour le réseau principal viennent de diverses sources. À titre d'exemple, le BSOC engendre un certain risque d'approvisionnement, tandis que les débouchés canadiens pour le gaz naturel livré par le réseau principal, ainsi que les marchés d'exportation, créent un certain risque de marché. De plus, comme d'autres pipelines pourraient desservir les mêmes bassins d'approvisionnement et marchés, le réseau principal est aussi exposé à un risque de concurrence.

Il s'ensuit que le réseau principal dessert différents marchés qui soulèvent un risque de concurrence à divers degrés. À mesure que le risque se matérialise dans certains marchés, mais pas dans d'autres (par exemple, les expéditeurs optent pour d'autres réseaux pipeliniers ou d'autres types de services), le débit diminue dans certaines parties du réseau principal, mais pas nécessairement dans d'autres. Même si le sous-ensemble de marchés qui subsiste, bien qu'il soit relativement petit par rapport à la capacité du réseau principal, devait ou pouvait absorber les coûts engendrés par la concurrence avant de passer à d'autres sources d'énergie, comme le bois, par exemple, cela ne signifierait pas que le risque fondamental pour le réseau principal ne s'est pas matérialisé. Le fait d'imposer systématiquement à ces marchés tout le fardeau des coûts associés à une forte sous-utilisation de l'ensemble du réseau équivaudrait à fournir une police d'assurance au réseau principal pour le protéger contre les effets néfastes de la concurrence.

Lorsqu'il s'est penché sur les risques fondamentaux du réseau principal dans le cadre d'instances antérieures[25], l'Office a évalué de façon exhaustive le risque de marché, le risque d'approvisionnement et le risque de concurrence auxquels le réseau principal était

---

[24] RH-4-2001, p. 28; RH-2-2004, phase II, p. 46.
[25] RH-4-2001, p. 13-30; RH-2-2004, phase II, p. 29-53.

exposé. Si le risque fondamental pour le réseau principal n'avait tenu qu'à la capacité de ses marchés les plus captifs à payer des droits toujours croissants, de telles évaluations des risques liés au marché, à l'approvisionnement et à la concurrence auraient présenté un intérêt limité et auraient été effectuées autrement. En effet, l'Office aurait peut-être insisté beaucoup plus sur la capacité des marchés les plus captifs du réseau principal à payer des droits plus élevés.

À notre avis, il y a une limite aux coûts de sous-utilisation résultant de la concurrence que l'on peut faire absorber aux expéditeurs du réseau principal sans que les droits cessent d'être justes et raisonnables. Il n'est pas juste et raisonnable que tous les coûts et les risques associés à la concurrence deviennent le fardeau des expéditeurs du réseau principal qui n'ont pas accès à des sources d'approvisionnement concurrentes pour répondre à leurs besoins d'énergie. Les droits ne peuvent pas continuer à augmenter chaque année pour contrer la chute du débit. Pareille approche conduit à une érosion graduelle de la capacité concurrentielle du réseau principal et exacerbe la baisse du débit.

Nous reconnaissons que l'Office, dans certaines décisions antérieures, a indiqué que TransCanada n'assumait pas le risque de fluctuations du débit suivant la méthode de tarification utilisée pour le réseau principal. Selon cette approche, le risque de variabilité tenant aux fluctuations annuelles du débit était supporté par les expéditeurs du réseau principal, qui payaient des droits croissants à mesure que diminuait le débit du réseau. Nous croyons que, lorsque le niveau de sous-utilisation devient très élevé, la matérialisation du risque lié au débit converge vers la matérialisation des risques fondamentaux liés au marché, à l'approvisionnement et à la concurrence.

L'Office se rend compte qu'il doit exercer un jugement éclairé pour déterminer quel degré de sous-utilisation représente la matérialisation du risque fondamental pour le réseau principal. À cet égard, il fondera son jugement sur les facteurs suivants, entre autres éléments :

- les débits actuels et escomptés du réseau principal, y compris le niveau d'utilisation actuel et futur de certains segments ou certaines parties du réseau;
- la mesure où des expéditeurs du réseau principal assument des coûts non reliés au service qu'ils reçoivent et, en corollaire à cette question, la mesure où les installations sous-utilisées procurent des avantages opérationnels aux expéditeurs du réseau principal, tels qu'une plus grande fiabilité ou une réduction de la consommation de combustible;
- la compétitivité actuelle et escomptée des droits du réseau principal, aspect qui est examiné plus en détail au chapitre 12. Nous reconnaissons que dans le cas des marchés les plus captifs, la compétitivité des droits n'est pas un facteur pertinent vu l'absence d'autres choix concurrentiels raisonnables.

Les deux premiers facteurs reflètent certains aspects de la norme fondée sur « l'utilisation et l'utilité », dont nous avons discuté plus tôt dans ce chapitre.

Selon nous, TransCanada, en insistant sur les observations antérieures de l'Office concernant le risque de sous-utilisation et la façon de traiter ce risque, minimise la mesure où le réseau principal assume un risque fondamental et à quel point ce risque est près de se matérialiser. Elle ne reconnaît pas que le réseau principal court un risque fondamental qui se matérialise, en fin de compte, par des niveaux d'utilisation faibles ou nuls, et que le coût du capital autorisé du réseau principal a toujours été supérieur au taux de rendement sans risque. Elle ne reconnaît pas non plus que la situation du réseau principal est sans précédent. Aucun autre gazoduc important du ressort de l'Office n'a déjà subi le jeu des forces du marché autant que le réseau principal le fait actuellement.

Il n'est pas injuste que TransCanada assume les conséquences financières du risque fondamental

Nous croyons qu'il ne serait pas injuste de faire supporter à TransCanada les conséquences financières de la matérialisation du risque fondamental couru par le réseau principal, même si notre définition du risque fondamental, au cours de la présente instance et dans le cadre de décisions antérieures de l'Office, diffère de celle de TransCanada. Les investisseurs savaient, ou auraient dû savoir, qu'ils risquaient à un moment donné de toucher un rendement moins élevé que le rendement attendu. Ils ont financé un actif qui est exposé à un risque, quoique dans un environnement réglementé. Pour les investisseurs, la matérialisation du risque fondamental pourrait se manifester par des rendements plus bas que les rendements attendus, si l'Office refuse des coûts, par exemple, à moins que TransCanada soit en mesure de concevoir et de mettre de l'avant des mécanismes acceptables pour récupérer ses coûts. Nous constatons, par ailleurs, que TransCanada pourrait éviter une baisse de ses taux de rendement par la réaffectation ou le recyclage d'actifs.

Selon nous, il n'y a pas lieu d'accorder une prime de risque d'asymétrie afin de dédommager les investisseurs pour la réalisation du risque fondamental, car les participants du marché savaient que ce risque pourrait se matérialiser, quoiqu'ils le jugeaient peu probable. À notre avis, le coût du capital et le rendement autorisé du réseau principal ont toujours reflété cette probabilité, et l'ampleur de son caractère asymétrique. Les primes de risque accordées par le passé étaient proportionnelles aux risques que courait le réseau principal. La prime de risque augmente à mesure que le risque commercial s'accroît.

À notre avis, faire supporter à TransCanada les coûts associés à la matérialisation du risque fondamental ne revient pas à lui imposer un modèle de réglementation inapproprié où les droits du réseau principal sont fixés au moindre du coût ou de la valeur marchande. Le réseau principal peu pratiquer des droits fondés sur les coûts (sous réserve des reports) jusqu'au point où le risque fondamental se matérialise. Ici encore, le coût du capital et le rendement autorisé du réseau principal ont reflété, et reflètent toujours, les risques inhérents à cette approche. Le caractère concurrentiel des droits est certes un facteur important pour déterminer si le risque fondamental s'est matérialisé, mais comme nous l'expliquons au chapitre 12, il n'est pas essentiel que les droits soient « dans le cours »

par rapport aux moyennes annuelles des différentiels de prix, des rentrées nettes ou du coût du gaz livré sur les pipelines de rechange concurrents.

En outre, soulignons que l'expression « rendement attendu » dénote que le rendement n'est pas garanti. C'est un rendement qui peut être réalisé si, entre autres conditions, les taux d'amortissement de l'actif réglementé concordent avec sa durée économique. TransCanada a été compensée pour le risque que sa meilleure estimation des taux d'amortissement diffère, en fin de compte, de ses prévisions – ce qui pourrait aboutir au refus de coûts, si le risque fondamental se matérialise. Par conséquent, comme cela est expliqué dans la décision RH-2-2004, phase II, il incombe aux dirigeants de TransCanada de demander la modification des taux d'amortissement s'il devient apparent qu'ils ne reflètent pas les estimations courantes de la durée économique des actifs.

Convient-il de refuser le recouvrement d'un investissement dans les circonstances actuelles?

La sous-utilisation actuelle du réseau principal, ajoutée au caractère non concurrentiel des droits qui seraient obtenus suivant le régime du statu quo ou avec l'application des aspects approuvés de la proposition de restructuration, soulève la question de savoir si le risque fondamental pour le réseau principal s'est déjà matérialisé et s'il convient de refuser certains coûts. Dans le cas d'un réseau intégré tel le réseau principal, on s'attend à ce que certaines installations soient sous-utilisées ou inutilisées à divers moments; toutefois, cela n'implique pas que l'on doit refuser le recouvrement de coûts dans chaque cas. Nous croyons préférable d'adopter une approche contextuelle qui tient compte, notamment, des facteurs suivants :

- Les débits actuels et prévus du réseau principal : comme cela est expliqué au chapitre 3, la prévision du débit reflétée dans le cas n° 1 nous semble le scénario le plus probable; ce dernier laisse entrevoir une amélioration du débit du réseau principal dès 2013 et par la suite.

- La question de savoir si les installations procurent des avantages sous forme de souplesse d'exploitation, de fiabilité ou d'économie de combustible : selon la preuve versée au dossier de l'instance, un plus grand nombre d'installations en service peut réduire la consommation de combustible dans le réseau principal ainsi que rehausser la souplesse d'exploitation et la sécurité de l'approvisionnement.

- La question de savoir si les droits peuvent être fixés à un niveau concurrentiel tout en offrant une possibilité raisonnable de recouvrer les coûts, compte tenu du contexte de concurrence dans lequel évolue le réseau principal : comme il est indiqué à la section 12.1, nous estimons que les droits découlant des éléments approuvés de la proposition de recouvrement ne seraient pas concurrentiels.

Selon nous, cette approche contextuelle est compatible avec le principe d'offrir au réseau principal une possibilité raisonnable de recouvrer ses coûts. Elle témoigne aussi d'un environnement réglementaire favorable.

Dans les circonstances actuelles, il existe une autre option que le refus de coûts. Comme cela est expliqué au chapitre 12, nous avons déterminé qu'il serait possible d'établir des droits pour une période de plusieurs années à un niveau qui offre au réseau principal une possibilité raisonnable de recouvrer ses coûts au cours d'une période raisonnable, et qui lui permettrait vraisemblablement d'être concurrentiel.

Compte tenu de ce qui précède, nous croyons que le risque fondamental pour le réseau principal ne s'est pas matérialisé. En conséquence, nous ne refusons pas le recouvrement de coûts. Nous avons donné une importance prépondérante à la hausse prévue du débit du réseau principal en parvenant à cette conclusion. En raison de cette prévision, nous croyons devoir accorder à TransCanada le temps et les outils nécessaires pour s'adapter à son contexte commercial, et assez de temps pour tirer parti des occasions que lui offre la présente décision, avant d'envisager la possibilité de refuser le recouvrement des coûts du réseau principal.

Si le débit s'avère moins élevé que prévu, ou si TransCanada ne tire pas profit des occasions offertes par la présente décision, nous entrevoyons que la prochaine audience tarifaire de TransCanada consisterait à examiner les coûts, le cas échéant, dont il convient de refuser le recouvrement au moyen des droits. Au moment d'aborder ces questions, l'Office examinera si TransCanada a su gérer ses installations de manière prudente et adéquate face à la concurrence.

Décision

Nous ne refusons pas le recouvrement de coûts dans la présente instance.

4.3 Propositions concernant la titrisation

Malgré les points de vue exprimés dans la section précédente, à savoir qu'il n'y a pas lieu de refuser le recouvrement de coûts dans le cadre de la présente instance, nous présentons ci-après des mécanismes possibles de titrisation proposés par certaines parties, et les opinions de TransCanada et d'autres parties à leur sujet.

Opinion de TransCanada

TransCanada a soutenu que la titrisation est un instrument qu'on a utilisé par le passé dans le secteur des services publics pour recouvrer des coûts non récupérables ou non rentables. Elle a indiqué que la titrisation permet d'abaisser le coût du capital par le recours à des titres de créance parrainés par le gouvernement pour la totalité des besoins de financement d'un projet de service public. La dette reçoit une cote élevée en raison de l'amélioration de la qualité du crédit procurée par des mesures gouvernementales.

TransCanada a expliqué que la titrisation exigerait que le gouvernement adopte une loi de financement. Ensuite, il faudrait que l'organisme de réglementation rende une ordonnance relative au financement qui autorise l'établissement d'une entité ad hoc pour l'émission d'obligations de titrisation. L'ordonnance relative au financement autoriserait du même coup un mécanisme pour prélever un supplément de droit auprès des payeurs de droits et le verser à l'entité ad hoc, afin qu'il soit consacré au service des intérêts des obligations de titrisation. TransCanada a indiqué qu'il faudrait aussi établir un mécanisme de compensation afin de couvrir un éventuel manque à gagner de paiements obligataires et de protéger les détenteurs des obligations de titrisation contre le risque de remboursement anticipé.

TransCanada a affirmé qu'elle connaît le processus de titrisation et que, si elle y voyait un moyen utile ou nécessaire de remédier à ses difficultés, elle l'évaluerait comme tel et soumettrait une proposition appropriée à l'Office.

Opinions des intervenants

APPrO

À la lumière de la prévision du débit actualisée de TransCanada, l'APPrO a recommandé de retrancher de la base tarifaire et de titriser une somme de 3 milliards de dollars, plutôt que le montant de 2,2 milliards de dollars proposé à l'origine. Elle a décrit le mécanisme de titrisation comme un achat financé d'une réduction de la base tarifaire qui a pour effet de retrancher du montant des besoins en produits annuels la charge d'amortissement et le rendement associés aux actifs sous-utilisés. Elle a soutenu que la titrisation contribuerait à abaisser les droits du réseau principal, à réduire son risque commercial et le rendement requis sur le capital, ainsi qu'à rehausser la viabilité à long terme du réseau, ce qui en prolongerait la durée amortissable.

L'APPrO a indiqué qu'une entité ad hoc émettrait les obligations de titrisation et que le produit de la vente des obligations servirait à financer l'achat d'une réduction de la base tarifaire. Un supplément, ventilé séparément, serait facturé aux expéditeurs du service garanti et affecté au service des intérêts des obligations. L'APPrO avait parlé initialement d'une formule à ballon, mais elle a modifié sa proposition par la suite afin de donner une structure amortissable aux obligations de titrisation, dans l'intérêt d'un meilleur traitement fiscal. Elle a recommandé d'établir un mécanisme de compensation pour permettre de rajuster le montant du supplément, en cas d'écart entre les sommes prélevées et les prévisions.

L'APPrO a souligné que la dette du réseau principal n'est rachetable qu'au prix d'une forte pénalité financière, si bien que pour maintenir la structure présumée du capital d'avant la titrisation, constituée de 40 % de capital-actions, TransCanada Corporation, à titre de société mère du réseau principal, serait obligée de garantir que le réseau principal aurait accès à un montant suffisant de capitaux propres pour maintenir tel quel le ratio présumé du capital-actions dans sa structure financière. Elle a ajouté qu'un mécanisme de désendettement serait utilisé pour rembourser les titres obligataires du réseau principal, jusqu'à ce que les structures du capital présumée et réelle concordent.

L'APPrO a fait remarquer qu'adosser les obligations de titrisation à une garantie gouvernementale ou une facilité de garantie quelconque ajouterait à la valeur de la titrisation, mais qu'une opération non garantie visant à réduire la capacité excédentaire du réseau principal offrirait quand même des avantages considérables, et la structure des obligations offertes serait essentiellement la même avec ou sans garantie gouvernementale.

Selon l'APPrO, l'Office devrait fixer les droits à payer par les expéditeurs du SG aux niveaux proposés dans sa MTR, lesquels reflètent une base de coûts redimensionnée en fonction des calculs de sous-utilisation présentés, dont sont exclus les 3 milliards de dollars d'actifs sous-utilisés. Elle a indiqué que cela inciterait TransCanada à chercher une solution qui garantit la viabilité du réseau principal à court et à long terme, soulignant que la titrisation, le recyclage ou la réaffectation d'actifs non utilisés sont autant d'outils à la disposition du réseau principal pour s'ajuster au niveau proposé des droits. L'APPrO a soutenu que la titrisation protégerait les actionnaires en leur permettant de recouvrer les capitaux investis ainsi que les coûts associés au mécanisme de titrisation. Elle a ajouté que si la titrisation que TransCanada réussirait à opérer dans la réalité était différente des propositions mises de l'avant durant l'instance, l'Office aurait à tenir compte de tout écart, de façon prospective, au moment de fixer les droits exigibles sur le réseau principal.

ACPP

L'ACPP a indiqué qu'il était prématuré d'envisager une titrisation des actifs du réseau principal, bien qu'elle n'était pas opposée à ce qu'on y ait recours au moment opportun.

ACIG

L'ACIG a d'abord proposé que la somme de 1,6 milliard de dollars associée aux actifs sous-utilisés des segments de la CNO et des Prairies du réseau principal soit retranchée de la base tarifaire. Elle a indiqué, toutefois, qu'il faudrait ajuster le montant précis de la réduction de la base tarifaire en fonction du niveau de sous-utilisation qui existerait au moment de mettre en œuvre sa proposition. Elle proposait que les actionnaires de TransCanada contribuent pour la moitié de cette somme et que l'autre moitié soit titrisée en faisant payer les coûts connexes aux expéditeurs au moyen d'un cavalier basé sur le volume qui serait prélevé dans les droits de 2014 et des années subséquentes. L'ACIG a signalé que, pour l'essentiel, la proposition de titrisation réduirait la taille de la société réglementée en supprimant de sa base tarifaire les actifs associés à l'excédent de capacité dans les segments des Prairies et de la CNO. Elle a affirmé, toutefois, qu'elle ne demandait pas que la portion sous-utilisée des actifs du réseau principal soit retirée du service, disant qu'il reviendrait à TransCanada de décider de réaffecter ou non les actifs correspondant au 50 % de la réduction qu'elle aurait à absorber. L'ACIG a précisé qu'on pourrait concevoir la proposition de titrisation de manière à ce qu'elle soit réversible, s'il advenait que les expéditions du réseau principal retournent à un niveau élevé.

L'ACIG a indiqué que sa proposition ne fournit pas un plan pas à pas pour une éventuelle opération de titrisation, mais que l'Office devrait faciliter le lancement d'un tel processus. Elle a mentionné que la titrisation est une opération complexe et qu'elle ne serait vraisemblablement pas mise en œuvre en 2013. L'ACIG a souligné, de plus, qu'elle ne croyait pas que TransCanada avancerait d'elle-même une proposition de titrisation.

L'ACIG a proposé que l'Office rende une décision pour établir la quantité d'installations qui n'est plus utilisée et utile, d'après les données les plus récentes sur la sous-utilisation du réseau principal[26], quantifier la réduction du capital et les quotes-parts respectives des expéditeurs et de la pipelinière, ainsi que définir les objectifs d'un programme de titrisation. Dans le cadre de cette décision, l'Office devait aussi créer un groupe de travail constitué des parties prenantes principales, y compris un représentant neutre de l'Office, en fixer le mandat et arrêter un échéancier qui permette d'approuver et de mettre en œuvre l'opération de titrisation d'ici le 1er janvier 2014. L'ACIG a soutenu, en outre, que TransCanada serait tenue de dresser des registres détaillés et des procès-verbaux des délibérations du groupe de travail et de déposer des rapports d'étape provisoires auprès de l'Office au moins tous les deux mois.

L'ACIG a aussi demandé que l'Office fasse une recommandation au gouvernement du Canada pour qu'il munisse TransCanada de toute forme de garantie ou d'aide jugée nécessaire pour favoriser la mise en œuvre de l'opération de titrisation.

Réplique de TransCanada

TransCanada a soutenu que la proposition de titrisation présentée par l'APPrO n'était ni réalisable ni pratique, et qu'elle dérogeait aux normes ou aux pratiques de l'industrie.

Plus précisément, TransCanada a soutenu qu'une garantie gouvernementale serait nécessaire au succès de l'opération de titrisation. Le témoin expert de TransCanada, M. Engen, a aussi relevé ce qu'il considérait comme des lacunes dans certaines facettes de la proposition de l'APPrO, notamment l'assertion qu'une cote de crédit AAA n'est pas requise, ni d'autres formes d'amélioration de la qualité du crédit. TransCanada a soutenu que la proposition de titrisation recelait d'autres problèmes, notamment à l'égard du mécanisme de désendettement, de la durée des obligations de titrisation et de la participation de l'entité ad hoc dans les capitaux propres du réseau principal. De plus, elle a indiqué qu'en raison de l'absence de règles de priorité concernant le cavalier, ou de différence dans le profil de risque d'un droit de transport ordinaire et du cavalier, un investisseur n'aurait aucun motif rationnel d'acheter les obligations de titrisation, suivant le mécanisme proposé par l'APPrO.

M. Engen a soutenu qu'une garantie gouvernementale pourrait remédier à beaucoup des lacunes de la proposition de l'APPrO, mais qu'il avait de sérieux doutes au sujet de l'obtention d'une telle garantie.

M. Engen a souligné que, comme pour la proposition de l'APPrO, la participation que l'entité ad hoc détiendrait dans le réseau principal pose également problème dans le cas de la proposition de l'ACIG. TransCanada a affirmé, enfin, que si elle devait envisager la titrisation dans l'avenir, il ne serait pas utile ni efficace que l'Office établisse un groupe de travail de l'industrie pour mettre au point un plan de titrisation à l'égard du réseau principal.

---

[26] Les calculs de sous-utilisation actualisés de M. Otis, de l'ACIG, indiquaient que les segments de la CNO et des Prairies étaient tous les deux sous-utilisés dans une proportion de 62 %, plutôt qu'à 57 % et 49 %, respectivement, comme il avait calculé à l'origine. Ses premiers calculs correspondaient à la réduction initialement mentionnée de 1,6 milliard de dollars. L'ACIG a souligné que les chiffres pourraient changer de nouveau avant que la proposition ne soit mise en œuvre.

Opinion de l'Office

Selon nous, les propositions de titrisation que l'APPrO et l'ACIG ont envisagées ne constituent pas des moyens réalisables ou pratiques de remédier aux difficultés qu'éprouve actuellement le réseau principal. À notre avis, ces propositions ne sont pas au point et recèlent des défauts d'ordre pratique.

Il y a très peu de chances que la titrisation permette de réaliser des économies de coûts substantielles à défaut d'une garantie gouvernementale. Nous croyons que les gains éventuels liés à une opération de titrisation sans appui gouvernemental seraient en grande partie annulés par les coûts connexes, notamment à cause de la pénalité à payer pour racheter l'encours de la dette du réseau principal et du coût élevé des mécanismes d'amélioration du crédit qui seraient souhaitables pour appuyer l'opération de titrisation. À cet égard, nous constatons qu'aucune entité ne s'est offerte pour garantir les obligations de titrisation ou fournir d'autres formes d'amélioration du crédit.

À notre avis, la titrisation exige l'intervention du gouvernement. Comme TransCanada l'a signalé, il faudrait prendre des mesures législatives pour conférer un droit de propriété aux détenteurs des obligations de titrisation. En l'absence d'une telle législation, nous croyons que le programme de titrisation ne s'assortirait pas de garanties appropriées pour les obligataires.

L'Office n'a pas le pouvoir légal de forcer un gouvernement à soutenir une titrisation. Au cours de l'instance, aucune preuve n'a été déposée indiquant qu'une administration serait prête à fournir son appui à la titrisation des actifs du réseau principal. Et il ne serait pas approprié que l'Office adresse une requête en ce sens à un palier de gouvernement quelconque.

Nous ne sommes pas disposés à fixer les droits en supposant que TransCanada mènera à bien le projet de titrisation, comme l'APPrO l'a suggéré. Au vu des renseignements au dossier, nous croyons que la probabilité que la titrisation des actifs du réseau principal se réalise est fort mince. De plus, nous pensons qu'adopter l'approche proposée par l'APPrO reviendrait, vraisemblablement, à refuser le recouvrement de coûts dans la base tarifaire du réseau principal, mesure que nous n'entreprenons pas dans la présente décision compte tenu des vues que nous avons exprimées sur la question plus tôt dans ce chapitre.

Nous n'allons pas demander l'établissement d'un groupe de travail sur la titrisation ni intervenir dans l'élaboration d'un programme de titrisation, tel que l'ACIG l'a demandé. Selon nous, le maintien de la viabilité économique du réseau principal est la responsabilité de TransCanada. Nous estimons qu'il est dans l'intérêt du réseau principal que TransCanada évalue et mette de l'avant une proposition de titrisation, lorsqu'elle le jugera opportun. Le rôle de l'Office surviendrait plus tard, quand il s'agirait de rendre une décision sur une éventuelle proposition de titrisation. Il est de prime importance que l'Office demeure impartial tout au long du processus décisionnel.

L'Office demeure tout à fait ouvert quant au type de proposition qu'on pourrait lui présenter afin de surmonter les enjeux auxquels le réseau principal pourrait être confronté dans l'avenir, y compris une proposition bien conçue de titrisation, et il évaluera toute proposition en fonction de son bien-fondé.

Décision

Nous n'approuvons aucune des propositions de titrisation.

Chapitre 5

Proposition visant l'amortissement du réseau principal

Dans sa proposition sur l'amortissement, TransCanada a demandé que l'Office approuve ce qui suit : 1) le maintien de l'amortissement par segment; 2) de nouveaux horizons de planification économique distincts, soit 2036 pour le segment des Prairies, 2025 pour la CNO et 2050 pour le triangle de l'Est; et 3) une réaffectation de l'amortissement cumulé des segments des Prairies et du triangle de l'Est à la CNO, à hauteur d'un montant (combiné) d'environ 1,2 milliard de dollars. La proposition était étayée par une étude sur l'amortissement, effectuée par Larry Kennedy du cabinet Gannett Fleming Inc. (Gannett Fleming), et la preuve de Barry Sullivan et James Guest, du cabinet Brown, William, Moor and Quinn.

5.1 Maintien de l'amortissement par segment

Opinion de TransCanada

TransCanada a proposé de conserver l'approche de l'amortissement par segment du réseau principal introduite dans le cadre du règlement 2007-2011 portant sur les droits du réseau principal (règlement). Comme cela a été mentionné précédemment, le réseau principal comporte trois segments géographiques, soit le segment des Prairies, la CNO et le triangle de l'Est. La figure 5-1 illustre les segments.

Figure 5-1 Segmentation des actifs du réseau principal aux fins d'amortissement

TransCanada a déclaré que la segmentation est avantageuse, car elle permet de tenir compte des différentes forces économiques qui agissent sur chaque segment du réseau principal dans l'horizon de planification économique de chacun de ceux-ci. À son avis, le recours à la segmentation assure à l'avenir une meilleure concordance entre la valeur de service absorbée et la charge d'amortissement (par segment), comparativement à un amortissement global de l'ensemble du réseau.

Opinions des intervenants

Les intervenants n'ont pas soulevé de préoccupations au sujet de la segmentation du réseau principal aux fins de l'amortissement.

Opinion de l'Office

Nous reconnaissons que les segments des Prairies, de la CNO et du triangle de l'Est sont soumis à différentes forces économiques. Par conséquent, nous estimons qu'il est approprié de segmenter le réseau principal pour les besoins de l'amortissement afin de mieux traduire les circonstances économiques propres à chaque segment.

Décision

Nous approuvons le maintien de l'amortissement par segment.

5.2 Horizons de planification économique distincts pour chaque segment

Opinion de TransCanada

TransCanada a indiqué que l'horizon de planification économique qu'elle propose pour chaque segment a été déterminé en fonction des facteurs uniques qui influent sur chacun de ceux-ci.

Canalisation des Prairies

TransCanada a recommandé de fixer l'horizon de planification économique du segment des Prairies à l'année 2036. Elle a expliqué que le segment a accès à de nombreux marchés, mais dépend d'une seule source d'approvisionnement, le BSOC, ce qui fait de la disponibilité des approvisionnements de celui-ci un facteur de première importance pour déterminer l'horizon de planification économique du segment des Prairies. TransCanada a indiqué qu'en 2010, NGTL a déposé un règlement visant le réseau de l'Alberta qui s'appuyait, en partie, sur une analyse de l'amortissement effectuée par Gannett Fleming et dans laquelle l'année 2036 était préconisée comme horizon de planification économique. Comme dans le cas du segment des Prairies, l'offre du BSOC représentait un facteur déterminant pour fixer l'horizon de planification économique du réseau de l'Alberta. Après examen des perspectives de l'offre du BSOC, notamment la chute escomptée de l'offre de gaz classique et la croissance, moins certaine, des approvisionnements non classiques, TransCanada a conclu qu'il convenait d'utiliser le même horizon de planification économique pour le segment des Prairies du réseau principal.

Canalisation du Nord de l'Ontario

TransCanada a recommandé l'année 2025 comme horizon de planification économique du segment de la CNO. Elle a soutenu que ce segment subit la concurrence d'autres options pipelinières qui, soit attirent les approvisionnements gaziers du BSOC, soit desservent les mêmes marchés que lui. Pour ce qui est de l'utilisation de la CNO, TransCanada a indiqué que les livraisons à l'échelle du segment ont chuté d'environ 70 % au cours des dix dernières années. Le segment de la CNO dessert des sources d'approvisionnement qui disposent d'une capacité de transport considérable et des marchés auxquels s'offrent divers choix du point de vue de l'approvisionnement et du transport par pipeline. De plus, il sera confronté à une concurrence accrue venant de nouvelles sources d'approvisionnement aux États-Unis. Par ailleurs, la demande du marché situé le long du segment est limitée. TransCanada dit prévoir un débit moyen d'environ 200 millions de pieds cubes par jour dans le segment, précisant que les livraisons reprendraient légèrement à court terme sous l'effet de la proposition de restructuration, pour ensuite recommencer à baisser de façon constante et graduelle.

Compte tenu de ces facteurs, TransCanada a déterminé qu'un horizon de planification économique relativement court, situé entre 2020 et 2030, conviendrait pour la CNO. Elle a recommandé d'utiliser un horizon de planification économique à mi-chemin entre ces deux dates, soit l'année 2025, si la proposition de restructuration est mise en œuvre. TransCanada a déclaré que même si la CNO pourrait continuer à acheminer des livraisons, quelque peu réduites, au-delà de 2025 – principalement pour desservir les marchés captifs situés le long du segment – il est raisonnable de s'attendre à ce que le gros du recouvrement des capitaux investis dans la CNO ait lieu avant 2025. Par conséquent, l'année 2025 représente une estimation raisonnable de la durée utile de la CNO dans le cadre de la proposition de restructuration.

TransCanada a souligné qu'elle actualiserait l'horizon de planification économique de la CNO si le scénario du statu quo est maintenu. Selon ce scénario, il faudrait raccourcir l'horizon de planification économique de la CNO parce que la réduction des droits envisagée dans le cadre de la proposition de restructuration ne surviendrait pas et il pourrait en résulter une perte de débit sur la CNO. Ainsi, TransCanada a déterminé qu'un horizon de planification économique plus court, compris entre 2020 et 2030, conviendrait. Elle a recommandé de retenir la limite inférieure de la plage, soit 2020, comme horizon de planification économique de la CNO sous le régime du statu quo.

Triangle de l'Est

TransCanada a recommandé de choisir l'année 2050 comme horizon de planification économique du segment du triangle de l'Est. Elle a indiqué que le triangle de l'Est représente un maillon clé dans le réseau d'infrastructures pipelinières et de stockage de l'Amérique du Nord. On prévoit que la demande de gaz naturel augmentera dans les marchés qui sont raccordés au segment et que le gaz y demeurera concurrentiel par rapport à d'autres sortes de combustibles. TransCanada s'attend à ce que le segment du triangle de l'Est continue à jouer un rôle dans la desserte des marchés qui y sont rattachés. Du point de vue de l'offre, il est raccordé à de nombreuses sources d'approvisionnement via Dawn et au BSOC grâce à la CNO.

TransCanada a rappelé qu'en 2010, un règlement sur les droits portant de 2010 à 2012 a été approuvé pour le réseau TQM. Le règlement prenait appui sur une étude de l'amortissement produite par Gannett Fleming, dans laquelle l'année 2050 était utilisée comme horizon de planification économique pour le segment québécois du réseau TQM. TransCanada a examiné si l'horizon de planification économique récemment fixé pour le segment du Québec conviendrait pour le triangle de l'Est du réseau principal. En raison des similitudes entre les deux segments, du point de vue de leur raison d'être et de la dynamique de l'offre et de la demande, et compte tenu des récentes prévisions de débit et de marchés, TransCanada a conclu que l'année 2050 constitue un horizon de planification économique raisonnable également pour le segment du triangle de l'Est.

Opinions des intervenants

Les intervenants n'ont pas exprimé de préoccupations à propos des horizons de planification économique que TransCanada a proposés à l'égard des segments des Prairies et du triangle de l'Est. Cependant, l'ACPP a laissé entendre que l'année de troncature devrait être 2020 dans le cas de la CNO. Les EZM ont aussi recommandé de raccourcir l'horizon de planification économique à 2020 pour la CNO, faisant valoir que ce segment est actuellement sous-utilisé et qu'un retour à un niveau d'utilisation suffisant entre 2012 et 2020 est peu probable. Fixer l'horizon de planification économique de la CNO à 2020 accroîtrait la charge d'amortissement dans l'immédiat, et partant, les besoins en produits et le niveau des droits durant les neuf prochaines années (de 2012 à 2020), mais entraînerait une baisse appréciable des droits après 2020, une fois que la CNO serait entièrement amortie.

Le groupe d'exportateurs de l'Ouest (GEO) a soutenu que si, dans un scénario du statu quo rajusté, TransCanada étendait simplement l'horizon de planification économique de la CNO à l'année 2025, elle pourrait encore bénéficier de la plupart des avantages associés à une charge d'amortissement réduite, sans introduire des droits qui seraient une source d'iniquité intergénérationnelle. De plus, rallonger l'horizon de planification économique pour la CNO à 2025 éliminerait les préoccupations que certaines parties ont exprimées à propos de l'incidence possible d'une conversion ultérieure d'actifs du réseau principal au service pétrolier et des iniquités pouvant découler d'un tel scénario.

Centra a soutenu que le fait de prolonger l'horizon de planification économique du segment des Prairies, reconnu comme étant sous-utilisé à l'heure actuelle, accroît le risque que les expéditeurs restants deviennent la victime d'iniquités intergénérationnelles si les débits du réseau principal demeurent aux niveaux actuels ou continuent à baisser.

Opinion de l'Office

Nous sommes d'accord que 2036 et 2050 constituent des horizons de planification économique appropriés pour le segment des Prairies et le triangle de l'Est, respectivement. Nous prenons bonne note du fait que Centra a fait état de préoccupations concernant les horizons de planification économique proposés. Même si elle a indiqué que la prolongation de l'horizon de planification économique des Prairies augmente le risque d'iniquités intergénérationnelles si les livraisons ne se rétablissent pas, cela ne veut pas dire que l'horizon de planification économique proposé pour ce segment n'est pas approprié.

Personne n'a contesté la proposition de TransCanada voulant que l'horizon de planification économique de la CNO se situe entre 2020 et 2030. Nous remarquons que TransCanada a l'intention de raccourcir l'horizon de planification économique de la CNO si la proposition de restructuration n'est pas mise en œuvre. Compte tenu de la diminution d'environ 70 % des volumes circulant dans la CNO au cours de la dernière décennie et de la prévision de TransCanada indiquant une courbe des débits stable à décroissante pour la CNO, nous trouvons acceptable que TransCanada amortisse la CNO sur une période plus courte. Par conséquent, nous acceptons que l'horizon de planification économique de la CNO soit fixé à 2020.

Décision

Nous approuvons un horizon de planification économique de 2036 pour le segment des Prairies, 2020 pour la CNO et 2050 pour le triangle de l'Est.

5.3 Réaffectation de l'amortissement cumulé

Opinion de TransCanada

TransCanada a indiqué qu'une répartition de la réserve d'amortissement cumulé a d'abord eu lieu en 2007 au moment d'instaurer l'amortissement par segment en vertu du règlement.

Dans sa demande, TransCanada a employé le concept de la « valeur de service absorbée » (VSA) pour représenter l'utilisation des segments du réseau. Selon ses calculs, la VSA d'un segment donné correspond au quotient obtenu en divisant le débit du segment depuis sa mise en service jusqu'en 2011, par la somme du débit historique et de la prévision du débit pour la période allant du début de 2012 à la fin de l'horizon de planification économique du segment en question. TransCanada a aussi employé la notion de l'« amortissement absorbé » (AA), qui correspond au quotient de l'amortissement cumulé d'un segment divisé par la valeur brute des installations en service.

TransCanada a souligné que l'utilisation, avant 2007, d'une démarche d'amortissement globale pour l'ensemble du réseau avait accru la discordance entre l'amortissement cumulé de chaque segment et sa VSA. Elle a déterminé que, selon la VSA calculée, le segment de la CNO serait amorti d'environ 84 % à la fin de 2011. Si l'on applique ce pourcentage à la valeur brute des installations en service de la CNO (soit 5,3 milliards de dollars au 31 décembre 2011), cela signifie que la CNO devrait avoir un solde d'amortissement cumulé d'environ 4,4 milliards de dollars à la fin de 2011 (5,3 milliards de dollars multipliés par 83,6 %). Or, au taux d'amortissement en vigueur, TransCanada a estimé que l'amortissement cumulé du segment de la CNO n'atteint que 3,2 milliards de dollars à la fin de 2011. Pour réduire l'écart de quelque 1,2 milliard de dollars (4,4 milliards de dollars moins 3,2 milliards de dollars) au titre de l'amortissement cumulé de la CNO, TransCanada proposait une réaffectation de l'amortissement cumulé des segments des Prairies et du triangle de l'Est au profit du segment de la CNO, à hauteur d'un montant (combiné) d'environ 1,2 milliard de dollars.

Le montant à réaffecter dans le cas du segment des Prairies et du triangle de l'Est est calculé en fonction du rapport entre les soldes d'amortissement cumulé de chacun des deux segments. TransCanada a déterminé que la répartition entre le segment des Prairies et le triangle de l'Est était de 60 % – 40 %, respectivement. Par conséquent, les montants réaffectés des segments des Prairies et du triangle de l'Est s'élèveraient à environ 720 millions de dollars (environ 60 % de 1,2 milliard de dollars) et 480 millions de dollars (environ 40 % de 1,2 milliard de dollars), respectivement. Selon TransCanada, cette réaffectation comblerait l'écart entre la valeur de service résiduelle et les capitaux qu'il reste à recouvrer dans le segment de la CNO, sans influer sur la valeur brute des installations en service, l'amortissement cumulé ou la valeur nette des installations en service du réseau principal dans son ensemble.

TransCanada a soutenu que l'approche proposée pour l'amortissement vise à rehausser la viabilité économique à long terme du réseau principal et du BSOC, tout en respectant les principes généraux d'amortissement et de réglementation. La proposition réduit la charge d'amortissement en dessous de ce qu'elle serait si les taux d'amortissement en vigueur étaient maintenus ou si la proposition de restructuration n'était pas mise en œuvre, et profite donc à tous les expéditeurs du réseau principal. Elle a souligné, de plus, que la réaffectation répartit la VSA entre les segments de manière qu'elle concorde mieux avec l'amortissement cumulé.

TransCanada a indiqué que, d'après ses estimations, la charge d'amortissement sous le régime du statu quo est d'environ 114 millions de dollars de plus par année que ce qu'elle serait suivant la proposition de restructuration. L'incidence sur les droits est une réduction encore plus importante des besoins en produits, soit d'environ 154 millions de dollars, associée au rendement dégagé et aux répercussions de l'impôt sur le revenu. TransCanada a souligné que le taux composite d'amortissement se trouve à être réduit du niveau actuel d'environ 3,1 %, selon les taux d'amortissement de 2011 en vigueur, à environ 2,3 % suivant la proposition relative à l'amortissement. Cette réduction se traduira par une diminution de la charge d'amortissement d'environ 393 millions de dollars en 2011 à approximativement 278 millions de dollars en 2012.

TransCanada a indiqué qu'avant d'élaborer la proposition de restructuration, elle avait examiné d'autres scénarios de réaffectation de l'amortissement dans le cadre de ses entretiens avec les parties prenantes au sujet du règlement. Par exemple, elle avait envisagé de réaffecter des montants plus élevés et moins élevés que le 1,2 milliard de dollars prévu dans la proposition de restructuration. Les montants plus petits auraient produit un ratio plus proche de 90 % entre l'AA et la VSA pour le segment de la CNO, plutôt que le rapport d'égalité obtenu en vertu de la proposition de restructuration. Elle avait aussi envisagé de faire reposer la réaffectation sur la durée utile résiduelle des segments.

En réponse à des demandes de renseignements, TransCanada a commenté d'autres scénarios de réaffectation. Un de ceux-ci consistait à pondérer la réaffectation de l'amortissement en fonction de l'horizon de planification économique des segments, de sorte qu'une somme de 855 millions de dollars serait réaffectée à la CNO. Cette formule procurait un ratio de l'AA par rapport à la VSA de 74 %, 92 % et 51 % pour les segments des Prairies, de la CNO et du triangle de l'Est, respectivement. TransCanada a souligné que cette solution tiendrait compte du désalignement dans le cas de la CNO et des différents horizons de planification économique des segments, mais qu'il en résulterait une charge d'amortissement annuelle de 287 millions de dollars, légèrement plus élevée (de 8,4 millions de dollars) que celle obtenue suivant la proposition de

restructuration. Un autre scénario aurait procuré un ratio de 79 % entre l'AA et la VSA pour chacun des trois segments. TransCanada a ajouté que ce scénario produirait une charge d'amortissement annuelle de 309 millions de dollars, soit d'environ 30 millions de dollars de plus que celle obtenue selon la proposition de restructuration. Par ailleurs, un tel scénario ne tiendrait pas compte des différences entre les horizons de planification économique de chaque segment. TransCanada a souligné qu'elle a choisi de présenter dans la proposition de restructuration l'approche de l'amortissement qui alignait le mieux la récupération de la valeur de service résiduelle sur la durée de vie restante de tout le réseau, tout en insistant sur le segment de la CNO, qui présente le plus gros déséquilibre entre l'AA et la VSA, le plus de valeur de service résiduelle à récupérer et la plus courte durée de vie restante des trois segments

Pour étayer sa proposition concernant la réaffectation de l'amortissement cumulé, TransCanada a présenté des exemples puisés dans l'expérience de son témoin expert, M. Sullivan, notamment les cas de deux services publics américains – *Kern River Gas Transmission Company* (Kern River)[27] et *Williams Natural Gas Company* (Williams)[28] – dans lesquels la Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis (FERC) avait approuvé une réaffectation de l'amortissement cumulé. TransCanada a souligné, de plus, qu'entre 2007 et 2011, M. Kennedy, de Gannett Fleming, avait participé à 30 instances s'étant conclues par l'approbation sans opposition de la réaffectation des amortissements cumulés. En outre, dans les études sur l'amortissement déposées, TransCanada a évoqué trois cas au Canada où la décision de l'organisme de réglementation avait eu pour effet d'autoriser une répartition de l'amortissement cumulé comptable.

Opinions des intervenants

APPrO

L'APPrO a proposé une MTR assortie d'un mécanisme de redimensionnement du réseau principal. La proposition incorporait la réaffectation de l'amortissement cumulé entre les segments du réseau principal, telle que TransCanada l'envisageait dans sa demande. D'après l'APPrO, cette solution prolongeait mathématiquement la durée de vie résiduelle de base du réseau principal de 14 ans à 19 ans (2,3 % des actifs totaux, comparativement à 3,1 %), sans aucun changement matériel. Selon la MTR, la durée utile résiduelle moyenne du réseau principal était prolongée davantage, passant de 19 ans (durée préconisée par TransCanada d'après l'APPrO) à 23 ans. Cela représentait un taux d'amortissement d'environ 1,9 % pour l'ensemble des installations et réduisait les besoins en produits nets annuels d'environ 57 millions de dollars.

L'APPrO a soutenu que cette prolongation de la durée utile du réseau principal est appropriée, car, une fois celui-ci redimensionné, il s'ensuivrait une réduction substantielle des droits et des risques, et une amélioration de sa viabilité économique. Ainsi, il était raisonnable de prolonger la durée utile de l'assiette d'actifs redimensionnée. L'APPrO a souligné, cependant, que son acceptation de la proposition sur l'amortissement de TransCanada était subordonnée à la condition que sa MTR, ou une autre proposition analogue, soit mise en œuvre pour redimensionner le réseau principal. Elle a soutenu, de plus, que si l'Office devait autoriser un virement d'amortissement cumulé, ce devrait être à la condition que l'on conserve des livres

[27] 117 FERC 61,077.
[28] 60 FERC 61,140.

permettant de « démêler » la valeur nette comptable de chaque segment (c'est-à-dire d'examiner la valeur nette comptable des actifs du réseau principal comme si le virement n'avait pas eu lieu). Autrement, a indiqué l'APPrO, si la segmentation du réseau devait constituer l'étape suivante, le virement de valeur serait irréversible, chose qu'elle trouverait inadmissible.

ACPP

L'ACPP s'est opposée au virement proposé de l'amortissement cumulé. Elle a souligné dans sa preuve que, même si la réaffectation de l'amortissement corrige la discordance entre l'AA et la VSA dans le segment de la CNO, elle l'amplifie dans le cas des segments des Prairies et du triangle de l'Est. Selon le scénario du statu quo, le ratio de l'AA par rapport à la VSA à la fin de 2011 s'établit à 0,91, 0,73 et 0,76 pour le segment des Prairies, la CNO et le triangle de l'Est, respectivement. La proposition de réaffectation de TransCanada ramène ce ratio tout près de 1,0 pour la CNO, mais il chute à 0,60 et 0,51 dans le cas des segments des Prairies et du triangle de l'Est, respectivement

Selon l'ACPP, la proposition de réaffectation de l'amortissement cumulé comporte des défauts et est inappropriée parce qu'elle positionne TransCanada pour une dévaluation des actifs de la CNO, si elle s'avérait nécessaire ultérieurement. L'ACPP a dit s'inquiéter également de l'incidence que le virement d'amortissement cumulé pourrait avoir si une partie de la CNO était convertie ultérieurement au service pétrolier. Au vu de cette possibilité, l'ACPP estimait inapproprié qu'une portion de la valeur associée à ces actifs soit réaffectée à l'avance, et de façon artificielle, aux autres segments. Elle a souligné, de plus, que TransCanada a admis qu'il serait difficile de démêler les valeurs nettes comptables des actifs du réseau principal, si l'Office approuvait le virement et constatait par la suite l'existence d'actifs non compétitifs.

L'ACPP a indiqué qu'au lieu de réaffecter l'amortissement cumulé, TransCanada pourrait se servir de son CALT pour gérer ses coûts. À son avis, cette solution est préférable à cause de sa plus grande transparence et parce qu'elle évite les écueils inhérents à la réaffectation des amortissements cumulés à la CNO. Selon la proposition de l'ACPP, examinée plus en détail au chapitre 12, TransCanada continuerait à amortir ses éléments d'actif aux taux prescrits selon le scénario du statu quo. Cependant, une portion prédéfinie des besoins en produits annuels du réseau principal serait virée au CALT. Cette solution pourrait produire des résultats analogues à ceux de la proposition de restructuration en ce qui concerne les besoins en produits annuels et la valeur nette comptable de l'ensemble du réseau. Dans sa preuve, l'ACPP a supposé l'ajout de 100 millions de dollars par année dans le CALT de 2012 à 2016, ce qui permettrait à TransCanada d'amortir entièrement la CNO pendant sa durée de vie utile, sans y réaffecter une partie de l'amortissement cumulé des deux autres segments du réseau principal.

L'ACPP a fait valoir qu'employer le CALT de cette façon offre plus de souplesse que le virement d'amortissement proposé parce qu'on peut aisément rajuster le montant viré au CALT en réaction à des changements imprévus dans le marché, sans être limité par les paramètres et les hypothèses sous-jacentes d'une étude sur l'amortissement. Elle a souligné que son approche offre à TransCanada la possibilité de recouvrer tous ses coûts, sans prendre la décision radicale et irrévocable de virer des amortissements cumulés.

GEO

Le GEO a indiqué que la proposition sur l'amortissement de TransCanada en est une de permutation et de report de coûts. Il a souligné que, suivant la proposition de restructuration (par opposition au scénario du statu quo), la base tarifaire augmente chaque année de 115 millions de dollars, de 2012 jusqu'en 2020. En 2020, a indiqué le GEO, elle dépasserait de plus de un milliard de dollars ce qu'elle serait sous le régime du statu quo. La réduction annuelle de 115 millions de dollars de la charge d'amortissement du réseau principal est compensée par un taux de rendement global plus élevé associé à la plus grosse base tarifaire. Le GEO trouvait que, dans le contexte d'une possible diminution future du débit et des déterminants de facturation, une plus grosse base tarifaire accentue le risque de déclencher une spirale tarifaire et, à long terme, aggrave le problème des iniquités intergénérationnelles dans le réseau principal.

Apache, Enerplus et Husky

Apache, Enerplus et Husky étaient contre le virement d'amortissement cumulé et en faveur de l'emploi du CALT, comme l'ACPP l'avait recommandé. Selon ces intervenants, l'utilisation du CALT éviterait les écueils de la réaffectation des amortissements cumulés entre les segments, tout en permettant à TransCanada d'obtenir un résultat essentiellement équivalent en ce qui concerne la réduction des droits. Ces intervenants ont soutenu que l'offre de gaz, les marchés et la concurrence pipelinière, autant de facteurs qui agissent dans le choix de la meilleure méthode d'amortissement pour le réseau principal, sont nimbés d'incertitude et que celle-ci n'a jamais été plus grande que dans le contexte actuel. À leur avis, la réaffectation de l'amortissement n'est pas la bonne façon de réagir à cette incertitude; une meilleure solution réside dans l'utilisation du CALT, comme le propose l'ACPP.

Centra

Centra n'appuyait pas le virement d'amortissement cumulé. Elle a exprimé la crainte qu'il soit suivi de la cession ou de la désaffectation de l'une des canalisations les plus complètement amorties à l'heure actuelle, ce qui, dans les faits, transférerait des frais supplémentaires à la charge de Centra et des expéditeurs qui restent dans le réseau.

EZM

Les EZM s'opposaient à la proposition de TransCanada visant à réaffecter l'amortissement cumulé entre les segments. Ils ont prétendu que la proposition contrevient aux principes comptables généralement reconnus (PCGR) en usage au Canada et aux États-Unis. Ils ont souligné que les PCGR constituent les fondements d'un contrôle réglementaire prudent des droits et tarifs en Amérique du Nord. À leur avis, le virement proposé de valeur entre les segments tient à un « changement d'estimation » de la durée de vie utile des segments. Or, suivant les PCGR en vigueur aux États-Unis, un changement d'estimation doit être comptabilisé de manière prospective, c'est-à-dire reflété dans les résultats de la période du changement ou de la période du changement et des périodes ultérieures, si celles-ci sont également concernées par le changement. Ils ont soutenu que TransCanada propose de modifier la durée utile des trois segments et de réaffecter l'amortissement cumulé entre celles-ci afin de réaligner la valeur nette comptable du segment de la CNO avec sa VSA. Ce faisant, TransCanada se trouverait à modifier

son estimation de la vie utile d'un des segments de façon rétrospective. Les EZM ont souligné, de plus, que le virement proposé de valeur ne résulte pas de la réaffectation de biens, d'installations ou d'équipements en service d'un segment du réseau principal à un autre, ce qui aurait pu justifier un virement d'amortissement cumulé. Les EZM ont prétendu, de plus, que le principe général véhiculé dans le RNCG veut qu'un virement d'amortissement cumulé ne soit pas accepté.

Les EZM ont soutenu que la proposition de TransCanada n'est pas dans l'intérêt public. Selon eux, l'intérêt public canadien est servi lorsque les consommateurs de gaz au Canada jouissent d'un accès libre, transparent et concurrentiel aux marchés d'approvisionnement et aux services de transport de gaz. Si les clients captifs du triangle de l'Est font les frais de coûts supplémentaires résultant du virement proposé d'amortissement cumulé, l'objectif de fournir un accès concurrentiel aux services de transport et aux marchés gaziers n'est pas atteint. Les EZM ont déclaré que la réaffectation de l'amortissement cumulé n'est pas juste parce qu'elle entraîne une répartition inéquitable des risques entre les propriétaires du réseau principal et ses expéditeurs captifs. Ils ont laissé entendre que transférer une partie de la base tarifaire de la CNO revient, en réalité, à passer des coûts et des risques aux expéditeurs captifs du triangle de l'Est, ce qui déroge aux méthodes admises de tarification des services pipeliniers. Ils ont indiqué, de plus, que même si la proposition sur l'amortissement de TransCanada pourrait rehausser la capacité concurrentielle du réseau principal à court terme, elle aggraverait les problèmes existants à long terme. Réduire les droits actuels en passant des coûts aux générations futures d'expéditeurs peut, en soi, aller à l'encontre de l'intérêt public canadien à long terme.

Les EZM ont déclaré que les exemples de Kern River et de Williams évoqués par TransCanada ne sont pas comparables au cas du réseau principal et ne peuvent servir à soutenir sa proposition. Ils ont prétendu, en outre, que d'importants précédents créés par la FERC contredisent clairement la proposition de TransCanada. Ils ont cité trois causes – celles de la South Carolina Electric & Gas Company (SCE&G)[29], de l'Equitable Gas Company (Equitable)[30] et de la Northern Natural Gas Company (Northern Natural)[31] – dans lesquelles la FERC a correctement défini le lien étroit qui existe entre la valeur comptable de la base tarifaire et des actifs précis des services publics, tout en confirmant que la première ne peut pas être remaniée à volonté, au mépris des principes établis, quand cela fait l'affaire du service public.

Gaz Métro

Gaz Métro s'est opposée à la proposition de TransCanada visant à virer les amortissements cumulés d'un segment à l'autre, et a formulé d'autres arguments sur la question. Elle a souligné que TransCanada avait admis que le virement proposé n'a pas son précédent dans la détermination des droits du réseau principal.

Gaz Métro a affirmé que les exemples de Williams et de Kern River évoqués par TransCanada ne soutiennent pas le virement proposé. Elle a indiqué que, dans le cas de Williams, il s'agissait de traiter une modification de la méthode comptable (passage de l'amortissement linéaire à

29 76 F.E.R.C. 61,338 et 79 F.E.R.C. 61,083.
30 56 F.P.C. 1655.
31 72 F.E.R.C. 61,163.

l'amortissement proportionnel à l'utilisation) associée à la séparation initiale des actifs de réseaux de collecte non intégrés, en vue d'établir des taux distincts pour chaque réseau, suite à la décision de Williams de devenir un transporteur libre accès. Gaz Métro a conclu que, dans une optique comptable et réglementaire, cette situation est fondamentalement différente du virement de 1,2 milliard de dollars entre les segments d'un réseau intégré et exploité comme un seul ensemble pour fournir un service intégré, en l'absence de toute modification de la méthode comptable employée ou de la qualité de l'entité réglementée. À propos du cas de Kern River, Gaz Métro a argué qu'il est difficile d'en établir la valeur jurisprudentielle puisque, comme TransCanada l'a reconnu, la FERC, en rendant sa décision dans cette affaire, n'avait pas approfondi les faits aussi clairement que dans la cause Williams. Gaz Métro a soutenu, en outre, que les trois exemples canadiens cités par TransCanada étaient, comme cette dernière l'a elle-même reconnu, des causes non contestées dans lesquelles l'organisme de réglementation n'avait pas à se prononcer expressément sur une demande concernant un virement d'amortissement. Elle a souligné que TransCanada avait affirmé que ni elle ni ses témoins experts n'avaient connaissance de décisions rendues par des organismes de réglementation canadiens où celles-ci auraient approuvé une répartition de l'amortissement cumulé qui était expressément contestée.

Gaz Métro reprochait à TransCanada d'affirmer, d'une part, qu'elle avait eu des entretiens avec ses vérificateurs au sujet de l'acceptabilité de la proposition sur l'amortissement au regard des PCGR et, d'autre part, de s'opposer à ce que les vérificateurs comparaissent comme témoins pour répondre de la teneur des prétendus entretiens.

Gaz Métro a soutenu que la formule de calcul et de répartition du virement de 1,2 milliard de dollars est arbitraire, parce qu'elle a été établie à l'interne par TransCanada et ne s'appuie sur aucun précédent permettant d'en apprécier le bien-fondé ou d'explorer des méthodes de rechange. En outre, elle a signalé que TransCanada n'avait pas demandé à Gannett Fleming d'opiner sur le bien-fondé de la formule de calcul de la VSA ni de discuter d'autres approches, bien qu'elle allègue que le virement est conforme à une pratique établie.

Gaz Métro a souligné que TransCanada a invoqué le principe de l'alignement pour justifier le virement d'amortissement cumulé, mais qu'elle n'a pas montré, calculs à l'appui, l'amélioration globale qui en résulterait pour tout le réseau.

Gaz Métro a argumenté que le virement n'est pas un gage de viabilité économique pour le réseau. Dans une optique à long terme, il n'amène pas de réduction véritable de la charge d'amortissement du réseau principal, ni des droits exigés des expéditeurs. L'effet immédiat du virement est d'accroître de 1,2 milliard de dollars le capital non amorti dans les segments des Prairies et le triangle de l'Est, mais couplé à la prolongation de la durée utile de ces deux segments, il allonge considérablement la période de recouvrement des capitaux non amortis. Il en découle le report de coûts d'amortissement considérables, à la charge de générations futures d'expéditeurs, ainsi qu'une augmentation du risque de non-recouvrement de ce capital, étant donné la prépondérance de la preuve concernant l'utilisation actuelle et projetée du réseau principal. Ainsi, Gaz Métro a plaidé que le virement ne peut faire partie d'une solution durable au problème de capacité excédentaire qui sévit dans le réseau principal, et spécialement dans la CNO.

Talisman

Talisman a soutenu que le virement d'amortissement cumulé que TransCanada propose est une tentative à peine voilée de positionner le réseau principal en prévision d'une cause relative à des actifs non compétitifs, et une tentative de sa part de réduire son exposition au risque de sous-utilisation de ses installations. Elle a affirmé que la proposition se résume à déplacer des coûts au lieu de s'attaquer au problème fondamental d'une structure de coûts excessive, par rapport à ses besoins commerciaux actuels et prévisibles. Talisman a souligné, en outre, que le virement d'amortissement cumulé ne ferait que compliquer la situation au moment où TransCanada ferait une demande pour sortir ces installations du réseau principal afin de les convertir au service pétrolier. Par conséquent, Talisman a argué que la réaffectation de l'amortissement cumulé entre les divers segments du réseau principal n'obéit à aucune solution pratique actuellement.

Tenaska Marketing Canada (Tenaska)

Tenaska a dit s'opposer à la proposition de virer l'amortissement cumulé et a déclaré qu'elle opine dans le même sens que l'ACPP et d'autres parties quant aux raisons pour lesquelles le virement proposé n'est pas approprié.

Union

Union a exprimé ses préoccupations concernant le virement d'amortissement cumulé et présenté d'autres arguments sur la question. Elle a soutenu que la réaffectation proposée de l'amortissement cumulé n'est rien d'autre qu'une tentative de transférer les coûts associés à une forte sous-utilisation d'un segment à d'autres parties du réseau. Elle a souligné que la proposition va à l'encontre de la façon dont l'Office a abordé antérieurement des cas de sous-utilisation grave d'installations, comme en témoignent ses décisions RH-1-77, RH-2-76 et RH-R-1-78[32]. Union a soutenu que la bonne façon de traiter le cas de la CNO consiste à comptabiliser correctement les coûts et l'amortissement cumulé du segment dans les livres et à s'attaquer directement aux coûts excédentaires, au lieu de les passer à un autre segment pour masquer le problème de sous-utilisation. Elle a affirmé qu'on ne devrait pas permettre à TransCanada de se servir du virement d'amortissement pour réduire le prix à payer pour un tronçon quelconque de la CNO qui serait vendu ou cédé à une société affiliée ou encore utilisé seul pour le service de transport de pétrole. Union a souligné, de plus, que les PCGR ne peuvent être contournés.

MÉA

Le MÉA n'a pas pris position à l'égard de la proposition de TransCanada concernant l'amortissement. Il a souligné, cependant, que si l'Office devait approuver la proposition, il lui demanderait d'assurer, dans la mesure du possible, que les expéditeurs ne soient pas lésés au cas où TransCanada déciderait ultérieurement de segmenter le réseau principal ou d'en convertir certaines parties au service de transport de pétrole.

---

[32] Office national de l'énergie, *Motifs de décision*, RH-R-1-78, Interprovincial Pipe Line Limited, Révision, mars 1978.

Ontario

L'Ontario était favorable à la réaffectation proposée de l'amortissement cumulé. Il a précisé, toutefois, qu'il n'appuierait pas la proposition de TransCanada concernant l'amortissement si elle devait servir comme un moyen d'abaisser la valeur nette comptable des actifs du réseau principal au seul motif de convertir certains de ceux-ci au service de transport de pétrole. L'Ontario a appuyé la requête de l'APPrO voulant que TransCanada conserve les registres voulus pour permettre de démêler les valeurs nettes comptables des actifs du réseau principal touchés par le virement d'amortissement cumulé. L'Ontario a ajouté qu'il tient à assurer que, si des éléments du réseau principal devaient changer de vocation dans le futur, cela ne se fasse pas aux dépens des expéditeurs de gaz naturel. Il a prié l'Office d'assortir son approbation de la proposition sur l'amortissement d'une condition garantissant que tout recyclage envisagé d'actifs du réseau principal entraîne une vérification exhaustive concernant l'impact que la proposition aurait sur la valeur nette comptable des actifs touchés.

Ministère des Ressources naturelles et de la Faune du Québec (Québec)

Le gouvernement du Québec était contre le virement proposé d'amortissement cumulé. Il a souligné que même si TransCanada amortit le réseau principal comme un tout à l'heure actuelle, il n'est pas exclu qu'il soit éventuellement segmenté. En pareil cas, le virement proposé d'environ 500 millions de dollars du triangle de l'Est à la CNO expose les consommateurs de gaz naturel du Québec à subir des coûts supplémentaires pour des décennies à venir.

Le gouvernement du Québec s'est aussi opposé aux propositions d'intervenants favorable à la création de comptes de report ou d'ajustement à long terme, car ces propositions reportent des charges sur des années futures. Il a soutenu qu'une structure tarifaire devrait accorder une possibilité raisonnable aux actionnaires d'obtenir le rendement espéré de leur investissement, non pas une assurance absolue de réaliser ce rendement dans des circonstances financières pénibles. Il a laissé entendre que l'Office devrait indiquer clairement qu'en situation de surcapacité, tous les participants auront à en partager les coûts. Enfin, il a dit souhaiter que l'Office envisage la possibilité d'en référer à un comité consultatif qui aurait pour tâche de développer une méthodologie permettant d'associer une valeur pécuniaire à une surcapacité.

Réplique de TransCanada

Pour ce qui concerne les observations des intervenants alléguant qu'elle ne traite pas tous les segments de la même façon, TransCanada a indiqué qu'elle jugeait nécessaire d'ajuster la réserve d'amortissement de la CNO, car le temps qu'il reste pour recouvrer le capital investi dans son cas est beaucoup plus court que pour le segment des Prairies et le triangle de l'Est.

En réplique aux intervenants qui prétendent que les exemples de Kern River et de Williams ne corroborent pas sa proposition, TransCanada a soutenu que les deux cas sont pertinents, car c'est le principe de la réaffectation de l'amortissement cumulé que la FERC a développé dans ces causes qui importe, non pas les faits particuliers de chaque cas. TransCanada a souligné que les cas de SCE&G, d'Equitable et de Northern Natural évoqués dans la preuve des EZM démontrent

simplement qu'une réaffectation de l'amortissement n'est pas permise lorsque certains critères ne sont pas réunis. Dans ces causes, la FERC s'est penchée sur les questions suivantes :

1) le virement de montants de la réserve d'amortissement à différents comptes fonctionnels d'installations (SCE&G);
2) un virement d'amortissement cumulé à des comptes des bénéfices non répartis (Equitable);
3) des virements entre des segments non contigus ni raccordés, et où les expéditeurs qui payent les coûts d'un segment sont différents de ceux qui ont payé pour l'autre segment (Northern Natural).

TransCanada a fait valoir que les questions abordées dans ces causes sont fort différentes de celles qui concernent les installations du réseau principal.

En ce qui a trait à l'allégation des EZM selon laquelle sa proposition de réaffecter l'amortissement cumulé contrevient aux PCGR, TransCanada a soutenu qu'il n'existe aucune norme comptable associée aux PCGR des États-Unis qui prescrive le moment et la manière de répartir la provision cumulée pour amortissement entre les actifs amortissables d'une entité. En réponse à la remarque que sa proposition a un effet rétrospectif, TransCanada a affirmé que la proposition n'a pas un caractère rétrospectif selon les trois critères du Financial Accounting Standards Board énonçant ce qui constitue un traitement rétrospectif. TransCanada a déclaré que la proposition n'a pas d'effet cumulatif sur le bénéfice net ou l'amortissement cumulé global déclarés dans des périodes antérieures, qu'aucun redressement compensateur n'est effectué dans le solde d'ouverture des bénéfices non répartis et qu'il n'y a aucun ajustement aux états financiers des périodes antérieures figurant dans les états comparatifs de TransCanada. Par conséquent, la proposition n'est pas rétrospective, mais bien prospective.

TransCanada n'acceptait pas l'argument des EZM alléguant que le principe général véhiculé dans le RNCG est de proscrire les virements d'amortissement cumulé. Elle a répliqué que, même si le paragraphe 56(2) du RNCG exige l'approbation de l'Office pour le virement de montants importants d'amortissement cumulé entre des groupes d'actifs, cette disposition n'établit pas comme principe général que les virements ne sont pas permis. À son avis, le fait que la disposition existe est en soi une indication que des virements peuvent être justifiés dans certaines circonstances.

TransCanada a déclaré que l'acceptabilité de sa proposition ne devrait pas dépendre de ce qui est permis ou non suivant les PCGR des États-Unis, mais plutôt de la question de savoir si la proposition répartit l'amortissement cumulé entre les segments de manière judicieuse et rationnelle, si elle donne lieu à une information comptable plus pertinente et si elle concourt à la réalisation des objectifs énoncés dans la demande. TransCanada a soutenu, de plus, que les exigences de comptabilité financière relatives à l'amortissement sont d'un intérêt secondaire pour les organismes de réglementation. Ce qui intéresse principalement ceux-ci, c'est de garantir que la constatation comptable de l'amortissement reflète et appuie leurs décisions en matière de tarification. Les organismes de réglementation décident du traitement de l'amortissement aux fins de l'établissement des droits, puis la comptabilité se conforme à la décision en matière de droits. TransCanada a soutenu que sa proposition visant l'amortissement est conforme aux PCGR et que même si elle ne l'était pas, elle le deviendrait avec l'approbation de l'Office.

À propos des allégations des EZM au sujet du fait que le virement transférerait injustement les coûts et les risques associés à la CNO aux expéditeurs des segments des Prairies et du triangle de l'Est, TransCanada a souligné que les droits du réseau principal ont toujours été calculés de manière à recouvrer le coût du service de façon annuelle. TransCanada traite le réseau principal comme un tout intégré, et les droits associés à chaque service servent à recouvrer les coûts de prestation du service en question et ne sont pas reliés à des éléments d'actif en particulier. Elle a soutenu que le paiement des droits n'accorde pas de droit de propriété ou de contreparties futures aux expéditeurs, comme l'Office l'a confirmé dans la décision GH-5-89[33]. Les expéditeurs payent pour le service, non pas pour les actifs. Ainsi, le virement n'aurait aucune incidence sur les expéditeurs des Prairies ou du triangle de l'Est, ni impact intergénérationnel. TransCanada a argué que les EZM veulent la segmentation tarifaire du réseau principal, entre la canalisation des Prairies, la CNO et le triangle de l'Est. Elle a souligné qu'ils s'opposent à la réaffectation de l'amortissement cumulé parce qu'elle accroîtrait la valeur de la base tarifaire du triangle de l'Est, par rapport à ce qu'elle serait autrement, ce qui aurait pour conséquence, toutes choses étant égales par ailleurs, de faire augmenter les droits du transport à courte distance dans le triangle de l'Est suivant un régime de tarification segmentée.

TransCanada a nié les allégations de certains intervenants qui ont soutenu qu'elle proposait le virement dans le dessein de réduire la valeur nette comptable de la CNO en prévision d'une éventuelle conversion des actifs du segment au service de transport de pétrole. Elle a affirmé que si elle réussissait à mettre de l'avant une proposition concernant le redéploiement d'actifs, la valeur de cession des actifs en question serait soumise à l'approbation de l'Office et il faudrait déterminer un prix de cession approprié. Elle a soutenu, de plus, qu'une éventuelle conversion au service pétrolier pourrait mettre en jeu des actifs appartenant à chacun des trois segments du réseau principal et qu'elle ignore pour le moment quels actifs seraient touchés. TransCanada a affirmé que si elle présentait une demande de conversion, elle fournirait des précisions sur la valeur nette comptable des actifs en cause, avec et sans réaffectation de l'amortissement cumulé.

Opinion de l'Office

Nous avons entendu des témoignages contradictoires sur la question de savoir si la proposition visant l'amortissement est conforme ou non aux PCGR. Nous nous efforçons d'appuyer nos décisions sur les normes comptables et de bons principes en matière d'amortissement, mais nous ne sommes pas liés par ces règles lorsqu'il s'agit de fixer les droits d'un service public. Il peut y avoir des circonstances où l'Office déroge aux PCGR s'il cela est justifié dans l'optique de sa fonction réglementaire de tarification. Cependant, dans le cas présent, la question de la conformité de la proposition aux PCGR n'a pas joué dans notre décision finale.

À notre avis, les exemples de Kern River et de Williams présentés par TransCanada ne sont pas particulièrement pertinents ou de nature à soutenir sa proposition relative au virement d'amortissement. Dans le cas de Kern River, il s'agissait d'un éclatement de la réserve d'amortissement cumulé pour isoler des turbomoteurs de l'équipement de stations de compression, parce que les taux d'amortissement des moteurs et des stations de compression étaient différents. Le cas de Williams consistait à diviser le réseau de

[33] Office national de l'énergie, GH-5-89, *Motifs de décision*, TransCanada PipeLines Limited, Installations, Droits et licences d'exportation, novembre 1990.

collecte en mer de Williams dans le golfe du Mexique en composantes individuelles, ce qui supposait l'éclatement de la réserve d'amortissement cumulé. Selon nous, les raisons qui motivaient *l'éclatement* de la réserve d'amortissement cumulé dans les cas de Kern River et de Williams sont autres que celle pour laquelle TransCanada propose une *réaffectation* de l'amortissement cumulé dans le cas présent; par conséquent, nous n'avons accordé aucune valeur à cette preuve. De même, nous avons attribué peu de poids aux cas de SCE&G, d'Equitable et de Northern Natural cités par les EZM, car il s'agit de virements que la FERC a refusés pour des motifs qui ne sont pas vraiment comparables avec ce qui motive le virement d'amortissement cumulé dans le cas de TransCanada.

Pour ce qui concerne l'utilisation de la notion de VSA dans la proposition de TransCanada, nous trouvons que le concept s'applique mieux à la méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation qu'à celle de l'amortissement linéaire, qui est la méthode employée pour le réseau principal. Même si nous acceptions le raisonnement sous-jacent de TransCanada concernant la nécessité d'aligner l'amortissement absorbé dans chaque segment avec la VSA du segment, nous constatons que le virement proposé d'amortissement cumulé permettrait d'aligner parfaitement l'AA et la VSA dans le cas du segment de la CNO, mais amoindrirait la concordance de ces éléments dans les segments des Prairies et du triangle de l'Est. TransCanada ne nous a pas convaincus que réaliser un alignement parfait de l'AA et de la VSA dans le segment de la CNO, au détriment des segments des Prairies et du triangle de l'Est, procure un meilleur alignement de l'AA et de la VSA pour l'ensemble du réseau. De plus, nous croyons qu'utiliser le principe de la VSA pourrait ajouter un élément d'incertitude du point de vue de l'établissement futur des droits du réseau, puisque le dénominateur employé pour calculer la VSA varierait en fonction de la prévision du débit. À notre avis, s'il y a lieu de craindre que la vie utile résiduelle d'un élément d'actif pourrait être plus courte que la durée de vie estimée à l'origine, au point que cela puisse compromettre le recouvrement du capital investi, une meilleure ligne de conduite serait d'ajuster l'horizon de planification économique de l'actif.

En ce qui touche la conversion éventuelle d'actifs du réseau principal pour les affecter au transport de pétrole, il est à noter qu'on ne sait pas encore si la conversion aura lieu ni quels actifs seraient en jeu. TransCanada a affirmé que si elle présentait une demande en vue de la conversion d'actifs au service pétrolier, elle fournirait les valeurs nettes comptables des actifs touchés, avant et après la réaffectation de l'amortissement cumulé. Or, TransCanada a admis que, vu l'incertitude quant au moment où une conversion au service pétrolier aurait lieu, il pourrait être difficile de démêler les valeurs nettes comptables des actifs en cause, car cela supposerait la tenue d'une double comptabilité pendant de nombreuses années. Ainsi, selon nous, le virement d'amortissement cumulé aurait une incidence inconnue, mais peut-être importante, si une partie des actifs du réseau principal était réaffectée au service de transport de pétrole dans l'avenir.

De plus, nous nous rendons compte de l'effet considérable qu'un virement aussi important d'amortissement cumulé pourrait avoir ultérieurement si le réseau principal en venait à une tarification par segment. TransCanada a déclaré qu'elle n'envisage pas la segmentation aux fins de la tarification pour l'instant, mais a avoué que l'idée pourrait

avoir du sens plus tard. Si cela devait se produire, la mesure irrévocable que représente un virement d'amortissement à l'heure actuelle pourrait avoir des conséquences défavorables pour les usagers des segments des Prairies et du triangle de l'Est, car ils auraient à payer des droits plus élevés en rapport avec l'augmentation de la base tarifaire des deux segments consécutive au virement.

En outre, le virement d'amortissement cumulé entre les segments pourrait avoir des conséquences importantes dans l'éventualité où l'Office serait appelé à se prononcer au sujet d'investissements non compétitifs dans le réseau principal.

Nous nous préoccupons de la transparence de la proposition de TransCanada et de l'incidence éventuelle du virement dans des causes futures portant sur des investissements non compétitifs, la segmentation tarifaire ou la conversion d'actifs au service pétrolier. Nous convenons que la proposition visant l'amortissement entraîne une réduction du taux d'amortissement, et partant, une réduction à court terme des droits payés par tous les expéditeurs du réseau principal, mais pour toutes les raisons invoquées plus haut, la réaffectation d'amortissement ne nous apparaît pas comme un bon moyen, compte tenu des circonstances, de parvenir aux résultats souhaités. Par conséquent, nous ne sommes pas disposés à autoriser le virement proposé d'amortissement cumulé.

Décision

Nous rejetons la proposition de TransCanada concernant le virement d'amortissement cumulé entre les segments des Prairies, du triangle de l'Est et de la CNO.

Chapitre 6

Prolongement du réseau de l'Alberta

Opinions de TransCanada

TransCanada a présenté une demande en vue de prolonger le service sur le réseau de l'Alberta. NGTL réaliserait le prolongement du réseau de l'Alberta (prolongement ou PRA) en souscrivant chaque année du service de transport garanti standard pour un an :

- sur le réseau principal, d'Empress jusqu'à la frontière Saskatchewan-Manitoba;
- dans la zone 8 du réseau Foothills, de la frontière Alberta-Colombie-Britannique jusqu'à Kingsgate, en Colombie-Britannique;
- dans la zone 9 du réseau Foothills, de McNeill à Monchy, en Saskatchewan.

Tableau 6-1 – Prévisions des quantités contractuelles et des coûts annuels du TPT en 2012

Transport par des tiers	Quantité contractuelle (en TJ/j)	Coût annuel (en millions de $)
Réseau principal, d'Empress à la frontière Saskatchewan-Manitoba	2 800	356
Zone 8 de Foothills, de la frontière Alberta-Colombie-Britannique à Kingsgate	1 900	65
Zone 9 de Foothills, de McNeill à Monchy	1 600	46
Total	**6 300**	**467**

TransCanada a affirmé que le prolongement est compatible avec les pratiques établies de NGTL et du réseau principal, qui consistent à passer des contrats de service sur d'autres réseaux pipeliniers. NGTL mettrait en œuvre le prolongement en recourant au TPT, ce qui l'obligerait à souscrire du service public standard sur le réseau principal et le réseau Foothills comme tout autre client. TransCanada a toutefois précisé que la politique de NGTL en matière de TPT ne s'appliquerait pas au prolongement.

TransCanada a soutenu que le prolongement réduirait les coûts de transport entre le BSOC et les marchés situés en aval sur les réseaux pipeliniers de TransCanada, surtout du point de transaction NIT, en Alberta, jusqu'aux marchés du réseau principal de l'Est du Canada. Selon TransCanada, la proposition de restructuration accroîtra le nombre de transactions au carrefour NIT, augmentera le prix NIT du gaz de 0,17 $/GJ au profit des producteurs du BSOC et favorisera la signature de contrats de service garanti annuels dans l'ensemble des trois réseaux.

TransCanada a affirmé que les droits du réseau de l'Alberta continueraient d'être établis en fonction des coûts et qu'ils seraient conçus de la même manière qu'ils le sont actuellement, y compris en tenant compte de la distance. Selon elle, le fait que le réseau de l'Alberta, le réseau

principal et le réseau Foothills appartiennent tous à TransCanada (collectivement désignés « le réseau » dans le présent chapitre) facilite le prolongement, mais celui-ci est le fait de l'exercice d'aucun pouvoir de marché du réseau de l'Alberta. TransCanada a indiqué que l'exercice du pouvoir de marché suppose que le réseau de l'Alberta relèverait ses droits au-dessus d'un seuil qui serait considéré comme juste et raisonnable, ce qui n'est pas le cas.

TransCanada a proposé de continuer d'utiliser la méthode actuelle de conception des droits du réseau de l'Alberta, malgré l'opposition de certaines parties. Pour éviter tout effet involontaire sur les coûts des expéditeurs utilisant le service garanti points à point (SG-P) de NGTL par suite de la réalisation du prolongement, TransCanada a proposé trois modifications au service : un changement à l'affectation du combustible, l'élimination du volume minimal lié à la demande contractée et une majoration de l'ajustement pour le SG-P.

Dans une demande de renseignements, l'Office a voulu savoir de TransCanada en quoi il serait approprié de continuer d'utiliser la méthode de conception actuelle des droits, étant donné que l'Office a pour pratique de traiter les règlements négociés comme un ensemble. TransCanada a répondu qu'elle ne modifiait pas la méthode de conception des droits, que cette méthode est robuste et que les problèmes, le cas échéant, pourraient être réglés lors de futures instances portant sur la conception des droits du réseau de l'Alberta. TransCanada a ajouté qu'il était acceptable de traiter le règlement comme un tout au moment de la mise en œuvre, mais que le fait qu'il ait été négocié ne signifie pas pour autant que l'on ne puisse pas envisager un jour d'y apporter des changements.

TransCanada a soutenu que le but premier du prolongement était d'accroître la viabilité économique du réseau principal et du BSOC, tout en reconnaissant qu'il ne s'agit pas de fonctions qui relèvent du service public fourni par le réseau de l'Alberta. Elle a indiqué que le code de conduite de NGTL n'empêche pas celle-ci de travailler avec ses sociétés affiliées réglementées par l'Office en vue de mettre au point des propositions, comme celle du prolongement, et de solliciter l'approbation de l'Office.

TransCanada a fait valoir que les parties prenantes du réseau de l'Alberta, du réseau Foothills et du réseau principal ont bénéficié de la fusion de NGTL avec TransCanada. Par ailleurs, les expéditeurs du réseau de l'Alberta ont profité et continuent de profiter de la réduction des frais d'exploitation, qu'ils utilisent ou non les services sur le réseau principal ou le réseau Foothills.

Selon TransCanada, l'affectation des coûts aux utilisateurs du réseau de l'Alberta serait acceptable, compte tenu :

- des avantages que procureraient le réseau principal et le réseau Foothills aux utilisateurs du réseau de l'Alberta;
- des avantages que procurerait la proposition de restructuration aux utilisateurs du réseau de l'Alberta;
- du partage des coûts associés au réseau de l'Alberta avec le réseau principal et le réseau Foothills.

TransCanada a affirmé que ses trois réseaux pipeliniers dépendent des approvisionnements du BSOC et qu'à l'inverse, le BSOC dépend dans une large mesure des trois réseaux pipeliniers pour acheminer le gaz vers les marchés. En raison de cette interdépendance, TransCanada a fait valoir qu'elle devait continuer à saisir les occasions qui s'offrent sur l'ensemble des trois réseaux pipeliniers intégrés, à condition que ces approches soient raisonnables et équitables, qu'elles soient suffisamment avantageuses et qu'elles soient compatibles avec l'intérêt public. Selon elle, l'Office devrait d'abord se demander si la proposition de structuration est conforme à l'intérêt public, puis voir si les droits et la méthode de conception des droits proposés sont justes et raisonnables.

En plaidoirie, TransCanada a invoqué la décision RH-1-2005 de l'Office sur le pipeline Spearhead[34] comme précédent pour le prolongement, ou pour l'inclusion dans les besoins en produits d'un pipeline les coûts d'un autre pipeline. Dans l'instance en question, Enbridge, à la demande de l'ACPP, a demandé à l'Office d'approuver un rajustement imprévu qui permettrait la perception d'une somme de 10 millions de dollars américains par an pendant cinq ans auprès des expéditeurs du réseau principal d'Enbridge en sol canadien, somme qui servirait de contribution au projet pipelinier Spearhead visant à étendre le service de transport jusqu'à la région de Cushing, en Oklahoma. TransCanada a allégué qu'en l'espèce, les avantages découlant de l'imposition de frais supplémentaires (rentrées nettes supérieures pour les producteurs à la faveur d'un meilleur accès aux marchés) étaient la seule justification. L'Office a estimé qu'il était prudent qu'Enbridge engage ces coûts, car ils procureraient des avantages généraux au réseau d'Enbridge et à ses expéditeurs et qu'il était raisonnable que les coûts soient inclus dans les besoins annuels en produits d'Enbridge et recouvrés auprès de tous les expéditeurs en fonction de la méthode de conception des droits d'Enbridge approuvée par l'Office.

TransCanada a soutenu que, bien que la causalité des coûts soit l'un des principes de base utilisés par l'Office pour fixer des droits justes et raisonnables, il n'y a pas de raison qu'un élément d'un droit qui est justifié en grande partie du fait qu'il est avantageux pour les payeurs de droits et qu'il est conforme à l'intérêt public en général ne puisse avoir pour aboutissement un droit qui est tout aussi juste et raisonnable. TransCanada a toutefois admis que l'Office a beaucoup de latitude pour établir des droits justes et raisonnables, et qu'il n'est pas obligatoire de tenir compte des avantages pour arriver à cette détermination.

Principes de la causalité des coûts et de l'utilisateur-payeur

TransCanada a soutenu que le prolongement n'est pas contraire aux principes de la causalité des coûts et de l'utilisateur-payeur. En contre-interrogatoire, toutefois, elle a reconnu que sa demande s'écartait du principe de l'utilisateur-payeur.

TransCanada a abordé la question de la causalité des coûts et de l'intérêt public dans le contexte du réseau principal, du réseau de l'Alberta et du réseau Foothills sans égard au fonctionnement de ces entités avant de constituer une « entreprise unique » relevant d'un organisme de réglementation. TransCanada a fait valoir que l'objectif primordial devrait être de répartir tous les coûts sur l'ensemble des services offerts par les réseaux de la manière qui concilie le mieux les objectifs des principes de tarification et l'intérêt public. En considérant le réseau de l'Alberta, le réseau principal et le réseau Foothills comme une entité unique, TransCanada a conclu que le prolongement répartit de façon raisonnablement équilibrée l'imputabilité des coûts entre les

---

[34] Office national de l'énergie, RH-1-2005, *Motifs de décision*, Pipelines Enbridge Inc., Droits, juin 2005.

expéditeurs des réseaux et permet d'améliorer la viabilité économique à long terme de ceux-ci et du BSOC.

TransCanada s'est appuyée sur la décision GH-5-2008[35] de l'Office dans laquelle il concluait que « … le réseau de l'Alberta, le réseau principal et le réseau Foothills sont une entreprise unique de TransCanada… » Toutefois, les témoins de TransCanada ont exprimé des doutes à savoir si cette conclusion s'applique d'une façon quelconque aux droits exigibles pour les services sur les trois différents réseaux. Selon l'interprétation de TransCanada, la décision GH-5-2008 de l'Office visait à déterminer si le réseau de l'Alberta était de compétence fédérale. TransCanada a reconnu avoir affirmé lors de cette instance : [TRADUCTION] « TransCanada ne prétend pas que la délivrance d'un certificat influera sur la conception des droits ou sur les droits exigibles pour les services sur le réseau de l'Alberta ».

Selon TransCanada, le prolongement reflète la fonction des segments des installations de transport sur l'ensemble du réseau et réunit les installations ayant des fonctions communes en des groupes de coûts sans tenir compte de la personne morale à qui appartiennent ces installations. De cette façon, selon TransCanada, le prolongement présente plus fidèlement l'imputabilité des coûts que le ferait une proposition dans laquelle les coûts seraient partagés en fonction de l'identité de l'entreprise, puisque c'est l'utilité du pipeline qui détermine à quel groupe de coûts d'un segment donné les coûts seront affectés.

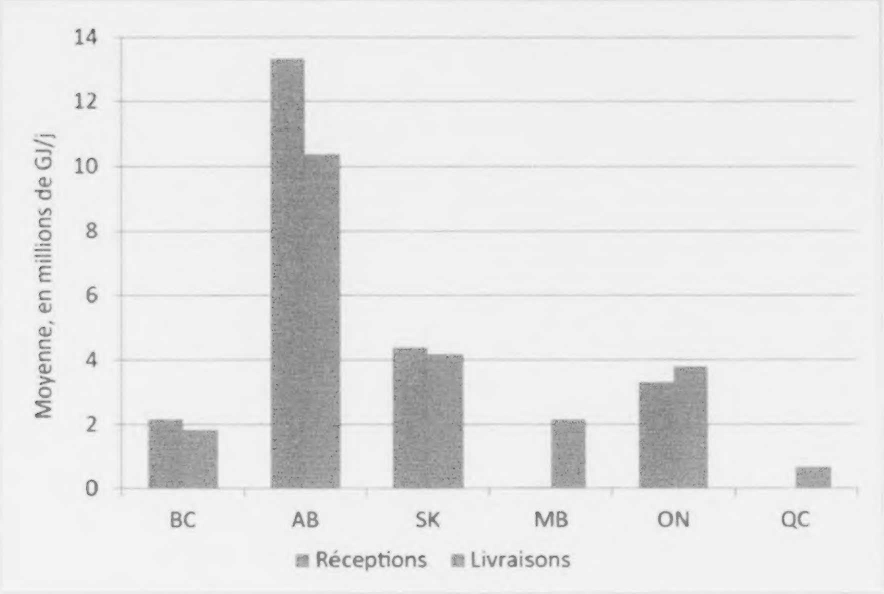
Consolidation de la zone d'approvisionnement

Selon les projections de TransCanada, les réceptions sur le réseau principal en Saskatchewan devraient être limitées, mais il y a une production à tirer du BSOC dans cette province, autour du corridor d'approvisionnement que le prolongement desservirait. Si le service était prolongé, tout le gaz du BSOC raccordé aux réseaux pipeliniers de TransCanada pourrait entrer directement sur le marché NIT, et tous les parcours des réseaux pipeliniers de TransCanada partant du BSOC pourraient utiliser le même service de livraison.

TransCanada a fourni des données sur les réceptions et les livraisons en 2011 dans chaque province et sur chaque réseau, tel qu'illustré à la figure 6-1.

[35] Office national de l'énergie, GH-5-2008, *Motifs de décision*, TransCanada PipeLines Limited, Compétences et installations, février 2009.

Figure 6-1 Réceptions et livraisons sur le réseau Foothills, le réseau de l'Alberta et le réseau principal en 2011



Opinions des intervenants

L'Ontario a appuyé le prolongement. ANE et les EZM ont soutenu le principe que toutes les parties qui profitent du réseau principal devraient aider à réduire les droits sur celui-ci, mais ils ne se sont pas prononcés sur la question de savoir si le prolongement est la meilleure façon d'obtenir une telle contribution des producteurs du BSOC.

TransGas a déclaré que le prolongement aurait des effets bénéfiques sur les droits, mais elle n'a pas pris position non plus sur le prolongement en tant que tel. ATCO Gas and Pipelines Ltd. (ATCO Gas) a affirmé être opposée à quelque effet que ce soit sur les clients albertains.

L'APPrO, l'ACPP, l'IGCAA, la Small Explorers and Producers Association of Canada (SEPAC), le GEO, Apache, BP Canada Energy Group ULC (BP), Cenovus Energy Inc. (Cenovus), Centra, ConocoPhillips Canada, Devon Canada Corporation, EnCana Corporation (Encana), Enerplus, Goreway Station Parternership LP, Husky, Talisman, Tenaska, le MÉA, le ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique et l'UCA étaient tous opposés au prolongement. De nombreux intervenants ont soutenu que celui-ci serait contraire à l'intérêt public et ne produirait pas des droits justes et raisonnables. Ils ont exhorté l'Office à le rejeter.

Transport par des tiers

Plusieurs intervenants ont indiqué que les expéditeurs n'avaient pas demandé de contrats de TPT pour le prolongement, que ces contrats n'étaient pas nécessaires pour acheminer le gaz sur le réseau de l'Alberta et qu'ils n'assuraient pas un nouvel accès physique aux marchés. Par

conséquent, il n'est pas conforme à la politique de NGTL à l'égard du TPT ni à celle du réseau principal de TransCanada en la matière. Ces intervenants ont soutenu qu'aucune société pipelinière indépendante d'esprit ne passerait des contrats de TPT de cette nature. Selon eux, le prolongement soulève des questions concernant le code de conduite de NGTL et l'obligation de prudence de celle-ci lorsqu'elle conclut une telle entente commerciale.

Incidences sur le réseau de l'Alberta et les prix NIT

Tenaska a affirmé qu'en substance, NGTL achèterait du SG du réseau principal à environ 0,35 $/GJ, puis revendrait cette capacité à un sous-groupe d'expéditeurs du réseau de l'Alberta à environ 0,15 $/GJ et ferait payer la différence, soit 0,20 $/GJ, à tous les expéditeurs du réseau de l'Alberta, y compris ceux qui n'utilisent pas les installations du réseau principal ou n'en dépendent pas. Cela comprend les producteurs qui ont uniquement recours aux services de réception du réseau de l'Alberta et aux installations de transport connexes dans la zone de production et, éventuellement, les consommateurs albertains qui n'utilisent que les services de livraison et les installations connexes à l'intérieur de l'Alberta.

L'ACPP a indiqué que le prolongement relèverait les coûts du réseau principal au-dessus du point d'établissement des prix NIT, de sorte que les producteurs absorberaient cette hausse des coûts. Les droits pipeliniers exigibles des points de réception du réseau de l'Alberta jusqu'aux marchés desservis par TransCanada ne paraissent moins élevés avec le prolongement que parce qu'ils seraient répartis sur le plus grand volume de réceptions du réseau de l'Alberta. Les droits exigibles pour acheminer le gaz jusqu'aux marchés desservis par le réseau de l'Alberta, mais pas par le réseau principal ou le réseau Foothills, seraient plus élevés si le prolongement se concrétisait.

L'APPrO a affirmé que rien ne garantissait que la hausse des droits sur le réseau de l'Alberta serait compensée par des augmentations de la valeur NIT du gaz naturel, ni qu'elle pourrait être mesurée avec exactitude. L'incidence réelle du prolongement sur tous les participants au marché n'est pas claire. L'ACPP a indiqué, à partir de ce qu'elle comprend du modèle de TransCanada et de Wood Mackenzie, que la majoration du prix que TransCanada a laissé entendre est pure spéculation.

Plusieurs intervenants, dont l'APPrO, l'ACPP, l'IGCAA, ATCO Gas, Tenaska et le ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique, ont exprimé des craintes à l'égard de la hausse des droits que subirait à la plupart des expéditeurs du réseau de l'Alberta. Tenaska a indiqué que le droit moyen du service de réception serait majoré d'environ 30 %, et que, selon différents scénarios de volumes et de coûts, les droits du service de livraison en Alberta sur le réseau de l'Alberta pourraient eux aussi augmenter. L'IGCAA a fait remarquer que les consommateurs albertains paient déjà pour les tronçons inutilisés du réseau de l'Alberta qui avaient été construits pour acheminer le gaz jusqu'aux marchés à l'extérieur de l'Alberta.

Tenaska a fait observer que si l'on examine les droits de 2012 du NIT jusqu'à la ZLC d'Enbridge sous le régime de la proposition de restructuration, ces droits sont 1,33 $/GJ plus bas que les droits selon le scénario du statu quo. Cependant, si l'on supprime le prolongement du scénario de la proposition de restructuration, la hausse n'est que de 0,17 $/GJ. Tenaska a indiqué qu'en

modélisant le débit à partir d'autres scénarios et en ayant uniquement ce léger écart des droits comme différence, on pourrait isoler l'incidence de la mise en œuvre du prolongement sur le NIT, ce que TransCanada n'a pas fait. En conséquence, Tenaska estime que TransCanada n'a pas fait la démonstration que le prolongement, par lui-même, aurait une incidence importante sur les prix NIT et qu'il n'y a pas de raison de croire que le prolongement apporterait un avantage net aux producteurs.

Incidences sur le BSOC

Les EZM ne sont pas d'accord avec TransCanada que l'un des principaux facteurs en matière de politique publique qui devraient guider les décisions de l'Office dans la présente demande est la viabilité à long terme du BSOC. Selon eux, l'Office devrait plutôt se préoccuper d'accroître la viabilité à long terme et la compétitivité des activités relevant de sa réglementation. D'après les EZM, ces activités sont les services de transport fournis par TransCanada sur le réseau principal et non les activités de production de producteurs en particulier.

Selon l'IGCAA, le prolongement n'accroîtrait pas le débit sur le réseau principal et n'améliorerait pas l'offre de gaz dans le BSOC. L'IGCAA a indiqué qu'en ne procurant pas ces avantages théoriques annoncés, le prolongement ne fera qu'entraîner un transfert de la richesse, ou un interfinancement, du réseau principal et du réseau Foothills vers les clients du réseau de l'Alberta. L'IGCAA a déclaré qu'elle craignait que les estimations concernant les répercussions sur les consommateurs albertains représentent un scénario optimiste et que les résultats réels et durables soient négatifs, tant du point de vue du droit direct et du combustible que de celui du prix du gaz livré.

L'ACPP a fait remarquer que les producteurs du BSOC sont aussi touchés par l'augmentation de l'offre de gaz dans les États continentaux des États-Unis et par l'émergence de cette offre à proximité des marchés de l'Est. En conséquence, le fardeau des coûts associés au prolongement aggraverait une situation économique déjà difficile, d'où le caractère mal avisé et néfaste de celui-ci. L'ACPP a fait valoir que les producteurs investissent leurs capitaux pour explorer et produire du gaz naturel dans le BSOC et qu'ils sont mieux placés que TransCanada pour juger si le prolongement sera avantageux pour le BSOC. L'ACPP a dit ne connaître aucun producteur qui approuvait le prolongement.

Plusieurs intervenants ont exprimé des préoccupations à l'égard des conséquences non voulues que pourrait avoir sur les producteurs une hausse des coûts induite par le prolongement. Par exemple, l'ACPP a soutenu que le prolongement n'était pas avantageux pour les producteurs canadiens ni pour le BSOC et, au contraire, qu'il est néfaste et qu'il modifie fondamentalement les coûts et les risques auxquels ils s'attendaient d'être exposés en traitant avec NGTL. Dans ces circonstances, il est presque certain que les investissements dans le BSOC s'en ressentiraient si le prolongement était approuvé. Centra a indiqué que le prolongement entraînerait une plus grande incertitude sur les marchés et les contrats, laquelle pourrait se traduire par des primes plus élevées pour elle et ses payeurs de droits. Selon Tenaska, la mise en œuvre du prolongement déstabiliserait le marché et rendrait le réseau principal plus risqué et plus coûteux pour faire des affaires. De ce fait, il serait beaucoup plus difficile pour les participants du marché de desservir de façon efficace et économique les marchés concurrentiels aux points situés en aval sur le

réseau principal et, de façon générale, redirigerait du gaz du réseau principal vers les pipelines de Gas Transmission Northwest et de Northern Border.

Principes de conception des droits

De nombreux intervenants, dont l'ACPP, l'IGCAA, Tenaska, le MÉA et le ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique, ont soutenu que le prolongement est contraire au principe réglementaire fondamental de la conception des droits fondés sur les coûts et la notion d'utilisateur-payeur, qui est un des principes de base de l'Office en matière de conception des droits. Ils ont affirmé que ce principe est vital pour éviter d'avoir des droits indûment discriminatoires, comme l'a clairement exprimé l'Office dans sa décision RH-1-2007 :

> « (...) dans toute la mesure du possible, (...) que les utilisateurs du réseau pipelinier assument la responsabilité financière des coûts associés au transport de leur produit par le réseau. »

Le MÉA a déclaré que la causalité des coûts est nécessairement fondée sur un rapport entre le gaz réellement transporté et les installations utilisées à cette fin. Ce rapport n'existe pas entre le gaz acheminé sur le réseau de l'Alberta, sur le réseau principal ou sur le réseau Foothills, tant qu'il ne quitte pas le réseau de l'Alberta et qu'il n'a pas fait l'objet d'un contrat de service distinct sur l'un de ces réseaux. Selon le MÉA, ce serait une entorse directe au principe fondamental de la conception des droits fondés sur les coûts et de l'utilisateur-payeur que d'obliger le réseau en amont à engager des coûts en aval parce que le réseau en aval fournit une partie du gaz à un marché. Le MÉA a déclaré que cela s'apparenterait en quelque sorte à dire que les expéditeurs du réseau de l'Alberta devraient, d'une façon quelconque, assumer les coûts d'une centrale en Ontario, d'un réseau de réception en sol américain ou du réseau gazier de Toronto, du fait que toutes ces entreprises facilitent la croissance du marché pour le gaz produit dans l'Ouest canadien. Le MÉA a soutenu qu'il est facile d'imaginer d'autres exemples encore plus absurdes pour justifier la théorie de TransCanada. Le caractère illimité de cet écart par rapport à la causalité des coûts fait ressortir l'importance d'établir un lien entre les coûts servant à fixer des droits et des services effectivement fournis en contrepartie de ces coûts.

Intérêt public et imputabilité des coûts ou avantages en découlant

Selon l'ACPP, imposer après coup un changement inapproprié à la structure de coûts servant à la prise des décisions en matière d'investissement est contraire aux préceptes économiques fondamentaux et à l'intérêt public. L'ACPP a indiqué qu'il n'est pas dans l'intérêt public de faire une entorse aux principes fondamentaux du système de marché et de réglementation pour permettre plus facilement à TransCanada de transférer les coûts et les risques. Il est vital que les besoins en produits d'un pipeline soient établis en fonction de ses coûts, et non en fonction des coûts d'autres pipelines qui pourraient être apparentés ou affiliés.

L'ACPP a fait valoir que, comme chaque partie de la chaîne de valeur est responsable de ses décisions en matière d'investissement et des risques s'y rattachant, aucun pipeline ou réseau de distribution en aval ne peut rendre un producteur imputable de ses coûts simplement parce qu'il est un maillon de la chaîne de valeur. De même, le producteur ne rend pas ces parties en aval

imputables de ses propres coûts. L'ACPP a indiqué que l'imputabilité des coûts entre les parties est déterminée par contrat, et que le risque d'investissement final de chaque maillon de la chaîne de valeur revient à chaque propriétaire. Selon l'ACPP, le cadre commercial et réglementaire existant, qui comprend la structure des marchés, la réglementation et les ententes conclues à la grandeur de la chaîne de valeur, fait partie intégrante de l'intérêt public. Pour que le secteur du gaz naturel subsiste et continue à prendre des décisions en matière d'investissement qui se traduisent par des investissements au Canada, l'intégrité de ce cadre doit être préservée. Tout comme doivent être maintenus les engagements ouverts, stables et transparents qui sont à la base des avantages de la production, du transport et de la distribution du gaz naturel. De l'avis de l'ACPP, les coûts des pipelines en aval, comme le réseau principal, qui sont transférés en amont aux clients du réseau de l'Alberta du fait de décisions unilatérales et inappropriées prises par une société mère commune bouleversent cette structure et, ce faisant, nuisent à l'intérêt public.

L'ACPP a ajouté que TransCanada se sert du réseau de l'Alberta comme d'une garantie financière pour le réseau principal et le réseau Foothills, pour l'immédiat et pour l'avenir. TransCanada a estimé que le prolongement serait toujours un fardeau pour NGTL en 2020 et que le coût cumulatif pour les expéditeurs du réseau de l'Alberta sur la portion du réseau principal du prolongement dépasserait 3,6 milliards de dollars. L'ACPP a indiqué que les producteurs n'ont pas donné leur appui au réseau principal et au réseau Foothills et, au contraire, s'y sont fermement opposés.

Plusieurs intervenants, notamment le MÉA, l'ACPP et ATCO Gas, les expéditeurs du réseau de l'Alberta, ont affirmé qu'ils n'ont ni la responsabilité ni l'obligation, contractuelle ou autre, d'absorber les coûts du réseau principal ou du réseau Foothills ou de servir de garantie au réseau principal. L'ACPP a fait remarquer que dans l'instance GH-5-89, l'ONÉ a indiqué qu'il « partage l'avis des parties intéressées selon lesquelles le versement de droits ne procure aucun avantage particulier à celui qui le verse, outre la prestation du service. Autrement dit, les payeurs précédents n'ont pas de droits acquis ». Selon l'ACPP, si les payeurs de droits n'ont pas de droits acquis, ils n'ont pas non plus d'obligation de payer les coûts du réseau principal une fois le contrat d'un payeur de droits échu. L'ACPP a soutenu qu'avec le prolongement, les producteurs qui n'ont jamais passé de contrats pour expédier du gaz sur le réseau principal ou le réseau Foothills, ou ceux dont les contrats d'expédition sur ces réseaux ont expiré, n'ont certainement aucune obligation de payer les coûts du réseau principal ou du réseau Foothills. Comme l'ont fait remarquer plusieurs intervenants, il n'existe pas d'obligation acquise, ni implicite ni découlant de l'intérêt public.

L'IGCAA a souligné que la fusion de TransCanada avec NGTL avait fait l'objet d'une entente sur les coûts-avantages d'une fusion, qui relevait et affectait soigneusement les coûts et les avantages de chacun des trois pipelines pour veiller à ce que les clients respectifs de ces pipelines ne paient ni trop, ni trop peu de coûts, et ne reçoivent ni trop, ni trop peu d'avantages. Selon l'IGCAA, il n'y avait pas de solde à payer à la fin de l'entente.

Décision Spearhead

En réaction aux arguments de TransCanada concernant l'instance *Spearhead*, plusieurs intervenants ont fait remarquer qu'Enbridge, à la demande des producteurs, avait voulu fournir un soutien limité de 10 millions de dollars par an pendant cinq ans pour soulager un goulot d'étranglement pipelinier et favoriser l'accès du pétrole canadien à de nouveaux marchés aux États-Unis. Une société qui se trouve en amont du goulot d'étranglement s'était opposée à la proposition. Les intervenants ont indiqué que les avantages de l'élimination du goulot d'étranglement pour le pipeline pétrolier d'Enbridge et ses clients étaient évidents du point de vue de l'utilisation et de l'efficacité accrues du pipeline d'Enbridge. Selon l'ACPP, la proposition était avantageuse pour tous intéressés, mais plus encore pour les expéditeurs sur le réseau principal d'Enbridge. Talisman a soutenu que l'incidence des droits de 2,2 cents dans l'instance *Spearhead* était négligeable et représentait 1,5 % du droit existant d'Enbridge de 1,40 $ le baril. L'Office avait conclu que « compte tenu de l'appui considérable accordé aux propositions d'Enbridge et de l'augmentation relativement modeste des droits qui en résulterait sur le réseau d'Enbridge, l'impact tarifaire semble équitable aux yeux de l'Office ».

En comparant la décision *Spearhead* au cas présent, l'ACPP a soutenu que le prolongement n'a pas l'appui des clients. Les producteurs, les consommateurs de l'Alberta et les gouvernements de l'Alberta et de la Colombie-Britannique sont unanimement opposés au prolongement. Aucun nouveau marché n'est ouvert et, comme le fait remarquer Talisman, le prolongement accroît d'environ 30 % les besoins en produits du réseau de l'Alberta sans répondre à quelque besoin de celui-ci. L'ACPP a renchéri en disant que le prolongement ne répond pas aux critères d'un engagement raisonnable et prudent en matière d'exploitation du réseau de l'Alberta et du service qu'il fournit à ses expéditeurs. Selon l'ACPP, la distinction entre l'instance *Spearhead* et la présente est claire : la première satisfaisait aux besoins d'Enbridge et de ses expéditeurs, alors que la seconde ne le fait pas.

Rapports entre les sociétés affiliées

L'IGCAA a indiqué qu'en 1998, dans le cadre de l'audience de l'Alberta Energy and Utilities Board relative à la fusion de NOVA et TransCanada, ces sociétés avaient déclaré que [TRADUCTION] « les sociétés engagées dans la fusion sont des sociétés distinctes. Cela ne changera pas avec la fusion ». L'IGCAA a fait remarquer que TransCanada l'a réitéré au cours de l'instance GH-5-2008 lorsqu'elle a affirmé que [TRADUCTION] « le réseau de l'Alberta de TransCanada, le réseau principal de TransCanada, le réseau Foothills de TransCanada (...) sont des entités distinctes » et que « des sociétés distinctes existent pour le réseau de l'Alberta, le réseau principal de TransCanada et le réseau Foothills pour diverses raisons de nature historique, fiscale et autre ». Indépendamment de la déclaration équivoque de TransCanada, l'IGCAA a fait valoir que les trois réseaux sont des services publics uniques, des sociétés distinctes et des entités distinctes. Le code de conduite de NGTL vise à empêcher celle-ci de soutenir les activités de ses sociétés affiliées grâce à l'interfinancement. Selon l'IGCAA, l'idée formulée par TransCanada voulant que les clients du réseau de l'Alberta soient en partie responsables des coûts du réseau principal et du réseau Foothills est en contradiction avec l'esprit et les objectifs du code de conduite de NGTL.

Sur le sujet du code de conduite de NGTL, l'ACPP a indiqué qu'il avait pour but d'établir des normes et des conditions régissant les rapports entre NGTL et ses sociétés affiliées. Deux des paramètres visent : (i) à empêcher que NGTL interfinance les activités de ses sociétés affiliées;

(ii) à empêcher les pratiques anticoncurrentielles entre NGTL et ses sociétés affiliées, qui pourraient nuire aux intérêts des clients du réseau de l'Alberta. Selon l'ACPP, le prolongement permettrait l'interfinancement du réseau principal et du réseau Foothills, ce qui constitue une pratique anticoncurrentielle qui ne serait possible qu'en raison du pouvoir de marché de NGTL.

L'ACPP a fait valoir qu'en prélevant une rente économique auprès des clients récepteurs du réseau de l'Alberta, le prolongement constitue un abus de TransCanada du fait de sa position de propriétaire et du réseau de l'Alberta du fait de sa position de domination du marché en tant que réseau de collecte du BSOC. Il s'agit d'une transaction d'une société affiliée qui n'a ni la justification réglementaire ni l'appui de ses clients. Selon l'ACPP, les codes de conduite des sociétés affiliées visent à prévenir l'abus dans les rapports entre elles, comme ce virement injustifié des coûts entre le réseau principal/Foothills et le réseau de l'Alberta. Qu'on semble avoir fait fi des codes de conduite est également un objet de préoccupation pour l'ACPP, qui a également fait remarquer que la réglementation a été conçue pour protéger les utilisateurs d'un pipeline de l'abus des sociétés affiliées.

Le MÉA a indiqué que le scénario par défaut général pour les pipelines américains est qu'ils ne peuvent pas détenir et transporter des capacités sur d'autres réseaux pipeliniers, affiliés ou non. C'est pourquoi le prolongement est un recul important dans l'évolution du marché.

Consolidation de la zone d'approvisionnement

L'IGCAA a soutenu qu'il n'y a pas de rapport de causalité entre le réseau de l'Alberta et la mise en valeur des sources d'approvisionnement en Saskatchewan qui sont directement raccordées au réseau principal ou au réseau Foothills. Les sources d'approvisionnement de la Saskatchewan ont été mises en valeur en fonction de leur valeur propre, c'est-à-dire des réalités physiques et économiques des services publics réglementés distincts auxquels elles sont raccordées. Selon l'IGCAA, les sources d'approvisionnement de la Saskatchewan ont déjà accès au NIT, comme en fait foi l'existence d'un service de réception à Empress et McNeill; toutefois, l'approvisionnement physique entrant dans le réseau principal et le réseau Foothills est minime. L'IGCAA a précisé que pour 2012, l'offre supplémentaire totale de 10 millions de pieds cubes par jour (Mpi^3/j) qui serait ajoutée par le fait du prolongement à un coût annuel de 467 millions de dollars revient à un coût unitaire de 128 $ le millier de pieds cubes ou 134 $/GJ.

L'ACPP a affirmé que le prolongement ne peut pas modifier la géographie. Transférer les coûts entre les sociétés affiliées ne rapproche pas le gaz du BSOC du marché. Selon l'ACPP, le gaz est là où il est, et les marchés, là où ils sont. Les distances n'ont pas changé, pas plus que le coût *total* de transport du gaz de la tête de puits à *tous* les marchés d'utilisation finale.

Le MÉA a indiqué que les producteurs de la Saskatchewan et les exportateurs de l'Alberta utilisent de part et d'autre le réseau principal comme un parcours à grande distance discret vers les marchés de l'Est. Le prolongement ferait efficacement de la portion du réseau principal se trouvant en Saskatchewan une sorte de « collecteur » d'approvisionnement, mais il y en a peu ou prou qui semblent voir de cette façon cette portion du réseau principal.

Règlement sur la conception des droits et les services

Au même titre que d'autres intervenants, l'ACPP et l'IGCAA ont fourni des preuves sur les principales caractéristiques de la conception des droits du réseau de l'Alberta et sur l'incidence qu'aurait le prolongement sur la conception. Selon elles, transférer les coûts du prolongement aux consommateurs albertains rendrait les droits du réseau de l'Alberta de NGTL injustes et déraisonnables. L'IGCAA a fait valoir que les droits sont approuvés sur la base d'un règlement, que l'Office a approuvé comme un tout. Selon l'IGCAA, il est impensable que l'Office puisse approuver le transfert des coûts aux consommateurs de l'Alberta, en l'absence d'un règlement, sans se demander si la méthode existante de répartition des coûts génère des droits justes et raisonnables.

ATCO Gas et l'IGCAA se sont opposées aux modifications proposées pour le SG-P. L'IGCAA a affirmé que le changement de la méthode de répartition du combustible en soi représente un changement important au Règlement sur la méthode de conception des droits du réseau de l'Alberta et les services, et qu'il modifie l'équilibre que les parties étaient disposées à accepter lorsqu'elles ont entériné le Règlement.

Opinion de l'Office

Dans leur examen du prolongement, les parties à la présente instance ne s'entendaient pas sur la norme que nous devrions appliquer pour rendre notre décision. La partie IV de la Loi sur l'ONÉ autorise l'Office à rendre des ordonnances concernant le transport, les droits ou les tarifs, tandis que les articles 62 et 67 prescrivent expressément que tous les droits doivent être justes et raisonnables et non injustement discriminatoires.

Nous avons examiné les exposés des parties et avons conclu que le prolongement ne se traduira pas par des droits justes et raisonnables. Selon nous, il est contraire aux principes acceptables de conception des droits. Il a pour effet d'interfinancer de façon indue le réseau principal pour le rendre plus compétitif. Nous estimons que le prolongement est un transfert de coûts inapproprié entre des sociétés affiliées, ce qui est contraire aux principes judicieux de conception des droits.

Selon nous, il ne serait pas prudent que NGTL passe les contrats TPT requis pour réaliser le prolongement, puisqu'ils augmenteraient les besoins en produits du réseau de l'Alberta d'environ 467 millions de dollars, ou 36 %. Les expéditeurs du réseau de l'Alberta seraient obligés de payer pour un service qu'ils n'ont pas demandé.

TransCanada a fait valoir, notamment, que le prolongement assurerait une plus grande viabilité du réseau principal et du BSOC. Selon nous, la viabilité du réseau principal n'incombe pas, et ne devrait pas incomber, en partie ou en totalité, aux expéditeurs du réseau de l'Alberta. Nous sommes d'avis que cette responsabilité est celle de son propriétaire. En outre, nous estimons que le prolongement n'améliorerait pas la compétitivité du BSOC. Au contraire : dans la présente instance, les producteurs du BSOC ont indiqué que le prolongement aurait un effet négatif sur l'affectation de capitaux de l'industrie en amont, au détriment de l'industrie gazière. Nous partageons ce

point de vue. Le prolongement modifierait le profil de risque de tous les utilisateurs du réseau de l'Alberta et, selon nous, il augmenterait de façon considérable et injustifiée les coûts et l'incertitude dans l'industrie en amont.

On a affirmé devant nous, à l'égard de la proposition de restructuration, que le prolongement entraînerait une hausse du prix NIT du gaz et qu'il bénéficierait ainsi aux producteurs du BSOC. Or, les consommateurs de gaz de l'Alberta qui ont témoigné ont déclaré qu'une augmentation des prix du gaz aurait un effet négatif sur eux. Par conséquent, le débat sur l'incidence sur le prix NIT ne nous a pas paru très utile. Selon nous, le prolongement constitue un interfinancement inapproprié qui ne peut être justifié par les répercussions qu'il a sur les prix NIT du gaz.

TransCanada a soutenu que les droits peuvent être justes et raisonnables même si un élément de ceux-ci est justifié par les avantages qu'en tirent le payeur de droits et l'intérêt public en général. Nous rejetons cet argument. Nous ne croyons pas que la notion de « bénéfices reçus » devrait être un principe à prendre en compte dans l'établissement des droits. Cela est contraire au principe de la « non-acquisition de droit et d'obligation » qu'il nous semble utile de respecter. Les coûts et les avantages des expéditeurs s'éteignent avec le contrat qui a sollicité les services et en a assuré la prestation. Le prolongement est contraire à ce principe et ne peut donc produire des droits qui sont justes et raisonnables.

Nous reconnaissons que dans l'instance *Spearhead*, l'Office a justifié l'inclusion des coûts d'un pipeline dans les besoins en produits d'un autre pipeline. Or, l'Office n'est pas lié par ses décisions antérieures, et nous croyons que les faits relatés dans l'instance *Spearhead* se distinguent de ceux de la présente instance. Dans la première, les payeurs de droits appuyaient les coûts additionnels, qui étaient beaucoup moins importants que les coûts qu'entraînerait le prolongement. Qui plus est, ces coûts pour les payeurs de droits étaient nécessaires pour pouvoir avoir accès à de nouveaux marchés aux États-Unis. En conséquence, nous n'avons donné aucun poids à l'instance *Spearhead* dans notre examen du prolongement.

Comme nous n'avons pas approuvé le prolongement, il n'y aura aucune répercussion non souhaitée pour les expéditeurs du SG-P. En conséquence, nous ne jugeons pas nécessaire d'apporter des modifications à la méthode de conception des droits du réseau de l'Alberta.

Décision

Nous rejetons la proposition de prolongement du réseau de l'Alberta.

Chapitre 7

Propositions touchant la conception des droits du réseau principal

TransCanada a proposé une multitude de changements à la conception des droits et à l'affectation des coûts du réseau principal. Comme cela est décrit dans les pages qui suivent, ces changements ont trait à des éléments comme la dimension de la zone à l'intérieur de laquelle les points de livraison sont regroupés, la méthode d'affectation des coûts pour des services et des parcours différents, la méthode de tarification des services utilisant les installations de TQM au Québec, la validité de la répartition des coûts sur de nombreuses années et la façon de le faire, ainsi que la façon de calculer la distance de transport.

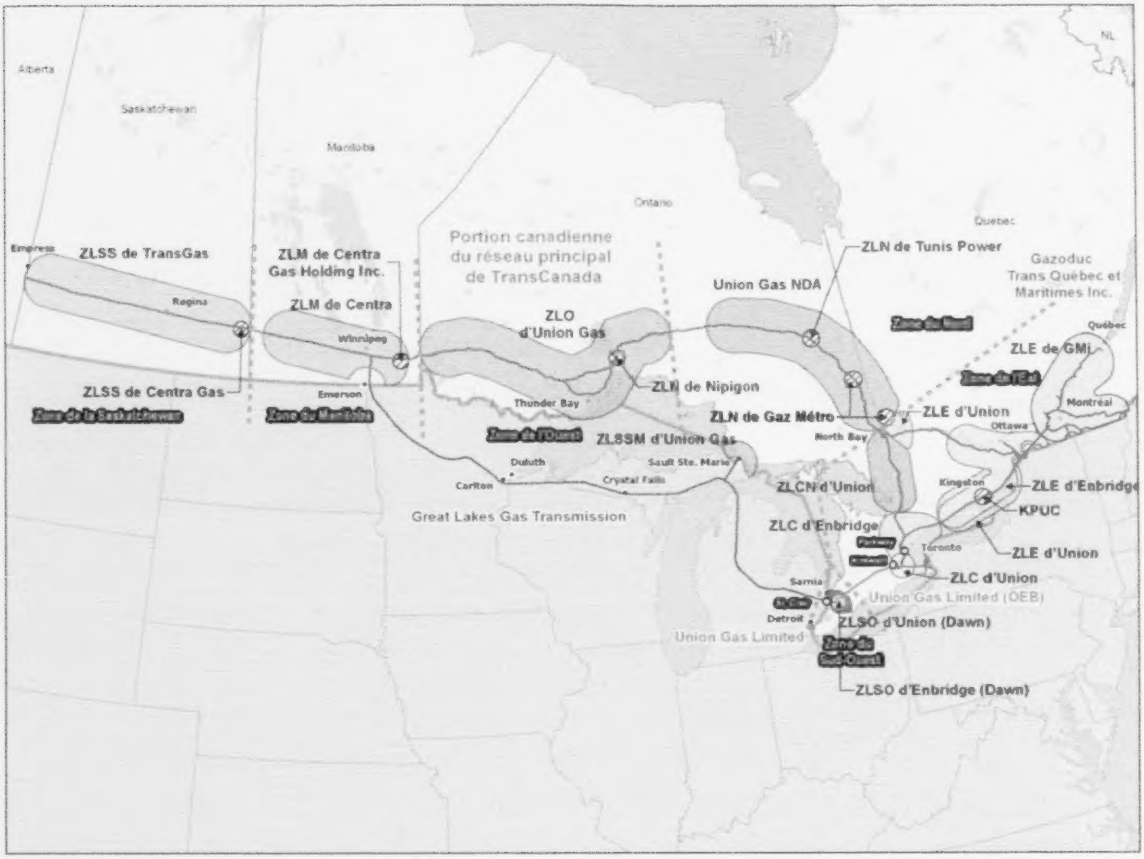
7.1 Abolition des zones tarifaires

D'une manière générale, le service de transport intérieur du réseau principal permet d'effectuer des livraisons à une zone de livraison de distributeur (ZLD), qui peut regrouper jusqu'à 44 stations de comptage. Les ZLD reflètent les zones de desserte géographiques des sociétés de distribution locale desservies par le réseau principal. Dans bien des cas, les droits du service intérieur du réseau principal reposent sur la distance de transport jusqu'au centre de charge associé à la ZLD; dans d'autres cas, ils sont fondés sur la distance de transport moyenne jusqu'à une zone tarifaire, qui représente un niveau de regroupement plus élevé. Le réseau principal compte six zones tarifaires, chacune comprenant entre deux et sept ZLD.

Plus précisément, tout transport intérieur qui débute à Empress, en Alberta, ou en Saskatchewan est classé comme un service de transport intérieur à grande distance, et sa tarification est fondée sur la distance parcourue jusqu'au centre de charge de la zone tarifaire dans laquelle la ZLD est située. Ainsi, le droit de transport à grande distance à partir d'un point de réception donné dépend uniquement de la zone tarifaire dans laquelle la ZLD de destination se trouve. Le transport intérieur à partir de tout autre point à l'est de la Saskatchewan est classé comme du service intérieur à courte distance; la tarification du transport à courte distance est tout à fait indépendante des zones tarifaires. En effet, les droits du service à courte distance sont fonction de la distance parcourue jusqu'au centre de charge de la ZLD à laquelle le gaz est livré.

La figure 7-1 représente les six zones tarifaires du réseau principal et diverses ZLD.

Figure 7-1 Réseau principal de TransCanada, avec les ZLD



Opinion de TransCanada

TransCanada propose d'éliminer l'emploi de zones tarifaires pour la tarification du service intérieur à grande distance, de sorte qu'elle repose plutôt sur la distance parcourue jusqu'au centre de charge de chaque ZLD. Tel qu'il est exposé plus loin, TransCanada a fait valoir que le changement permettrait de mieux traduire le principe des droits fondés sur les coûts et de l'utilisateur-payeur, de donner des signaux de prix plus justes au marché et de parer à la tentation pour certains expéditeurs à grande distance de segmenter leurs trajets au long cours. Les procédés administratifs, notamment en matière de contrats, les pratiques relatives aux commandes d'expédition et l'exploitation du réseau ne seraient pas touchés vu que les zones ne servent qu'à des fins de tarification; la passation des contrats et des commandes d'expédition pour les livraisons intérieures à grande distance se fait déjà à l'échelle de la ZLD.

TransCanada a souligné que, bien que les centres de charge des sept ZLD de la zone de l'Est soient très distants l'un de l'autre, le droit du transport à grande distance jusqu'à chacune des ZLD est le même. En 2011, le plus gros écart de distance entre les ZLD était de plus de 700 km, correspondant à la distance séparant la ZLD à l'extrémité ouest de la zone de l'Est (ZLCN d'Union) et la ZLD la plus à l'est de cette même zone (ZLE de GMIT). De même, la distance d'Empress à la ZLC d'Enbridge était de plus de 500 km inférieure à celle d'Empress à la ZLE de

GMIT. TransCanada a montré qu'en 2011, seule la ZLE de GMIT avait un centre de charge situé à l'est de celui de la zone de l'Est. Vu que, selon la méthode en vigueur, le même droit est exigé pour le transport à grande distance quelle que soit la ZLD de destination à l'intérieur d'une même zone tarifaire, l'élimination de la tarification par zone ferait en sorte que les droits du transport à grande distance reflètent plus exactement la distance réelle parcourue, en moyenne, jusqu'à une ZLD. Cela donnerait des signaux de prix plus justes au marché, conformément au principe d'efficience économique préconisé par l'Office.

TransCanada a soutenu que la tarification zonale joue au détriment du gaz du BSOC transporté par le service à grande distance sur le réseau principal, comparativement à toutes les autres sources de gaz et options de transport qui approvisionnent la plupart des marchés de l'Est du Canada. Elle a illustré ce fait au moyen d'un exemple portant sur le service gazier à la région de Toronto. Le gaz livré à Toronto en provenance du carrefour d'approvisionnement de Dawn est tarifé selon un barème qui reflète la distance réelle parcourue, tandis que le droit exigé pour les approvisionnements du BSOC expédiés par le service à grande distance reflète une distance de transport jusqu'à un point situé quelque 250 km plus loin que le marché de Toronto. TransCanada prétendait, par conséquent, que les zones tarifaires nuisent à la capacité du réseau principal de relever efficacement le défi de la concurrence dans des marchés clés situés à l'extrémité ouest de la zone de l'Est, là où existe la menace de contournement. Elle en a conclu que supprimer ce désavantage pourrait aider à contrer la désaffection du transport à grande distance au profit des services à courte distance et pourrait favoriser un retour au service de transport à grande distance, contribuant ainsi à réduire les droits du réseau principal. TransCanada a soutenu que les circonstances auxquelles le réseau principal est confronté actuellement justifient que l'on modifie la méthode de tarification du transport à grande distance.

TransCanada a prétendu, de plus, que la tarification zonale incite les marchés à l'ouest du centre de charge d'une zone à délaisser le transport à grande distance en faveur du service à courte distance. À l'appui de cette affirmation, elle a mentionné que la distance jusqu'au centre de charge de la zone de l'Est s'est accrue de 102 km entre 2005 et 2011.

TransCanada a aussi indiqué que l'abolition des zones tarifaires, couplée au calcul des distances parcourues en fonction du trajet le plus court tant pour le service à grande distance que pour celui à courte distance, supprimerait les occasions de « resquillage », c'est-à-dire l'incitation pour l'expéditeur à segmenter un trajet à grande distance à travers certaines ZLD en services à courte distance et à grande distance. Cette pratique a cours actuellement dans la zone de livraison du Sud de la Saskatchewan de Centra Manitoba (ZLSS de Centram), dont le centre de charge en 2011 se trouvait à 149 km à l'est du centre de charge de la zone de la Saskatchewan. En 2011, un expéditeur qui transportait du gaz d'Empress à Emerson, par exemple, aurait payé un droit correspondant à un trajet de 1 023 km en utilisant seulement le service à grande distance. Or, s'il segmentait le trajet à travers la ZLSS de Centram, le droit cumulatif refléterait plutôt une distance de transport d'environ 874 km, soit 149 km de moins. TransCanada estimait qu'en 2011, le resquillage associé à la segmentation des trajets lui a coûté 45 millions de dollars en produits. Mettre fin à la segmentation pourrait aussi aider à garantir que les droits payés par les expéditeurs soient plus représentatifs de la distance réelle que le gaz a parcourue, ce qui, une fois de plus, améliorerait les signaux de prix et l'efficience économique.

TransCanada a affirmé que l'abolition des zones tarifaires aurait d'abord pour effet d'abaisser les droits du transport à grande distance vers des ZLD situées à l'ouest du centre de charge de la zone, tandis que les droits de transport vers des ZLD à l'est du centre de charge de la zone augmenteraient. Les changements aux droits seraient proportionnels à la distance qui sépare la ZLD et le centre de charge de la zone.

Comme question d'ordre pratique, TransCanada a mentionné que l'élimination des zones tarifaires exigerait qu'elle change la base de calcul des frais compensatoire dans le Tarif du réseau principal. À l'heure actuelle, ces frais sont fondés sur le droit de la zone de l'Est. TransCanada a proposé d'utiliser plutôt le droit du SG d'Empress à la ZLE de KPUC (Kingston, en Ontario), puisqu'il s'agit d'une distance de transport qui ne fluctue pas et qui s'apparente au parcours de transport jusqu'au centre de charge de l'actuelle zone de l'Est.

Opinions des intervenants

APPrO

L'APPrO était en faveur de l'abolition des zones tarifaires. Selon elle, il en résulterait une répartition plus appropriée des coûts en fonction de l'utilisation du réseau et une meilleure adhésion au principe de la causalité des coûts.

EZM

Les EZM ont dit s'opposer à l'élimination proposée des zones tarifaires, alléguant qu'elle donnerait lieu à des droits qui ne sont ni équitables ni raisonnables, puisque le changement constituerait une dérogation non fondée à la méthode de tarification employée depuis toujours sur le réseau principal.

Outre leurs observations sur la question précise de l'abolition des zones tarifaires, les EZM ont soutenu que tous les changements à la conception des droits que TransCanada avait proposés étaient dépourvus de fondement. Ils ont allégué que les changements proposés auraient pour effet de réaffecter les coûts au lieu de les réduire, et donc ne résoudraient pas le problème fondamental du réseau principal. Les EZM ont fait valoir que la méthode de conception des droits en vigueur a bien servi le réseau principal et les payeurs de droits, et que les installations en place aujourd'hui sont liées aux principes de tarification que TransCanada propose d'abandonner. Ils ont avancé que TransCanada ne s'est pas acquittée du fardeau de prouver que la panoplie de changements qu'elle propose, et plus particulièrement l'abolition des zones, aurait un effet positif à long terme, notamment en faisant accroître les expéditions du service à grande distance et en renforçant la viabilité du réseau principal.

Les EZM ont souligné que les motifs que TransCanada avait avancés au cours de l'instance RH-3-823[36] en faveur de l'agrandissement de la zone de l'Est jusqu'à Québec tiennent encore aujourd'hui. En particulier, ils ont soutenu qu'il subsiste des similitudes économiques et géographiques entre Montréal et Québec, qu'il est encore dans l'intérêt public d'offrir des prix concurrentiels sur le réseau TQM et que la zone de l'Est demeure un marché de l'énergie unifié.

[36] Office national de l'énergie, RH-3-82, *Motifs de décision*, TransCanada PipeLines Limited, Droits, juillet 1982

Les EZM ont affirmé, de plus, que la principale justification pour l'existence de la zone de l'Est, c'est que sans elle, les expéditeurs au Québec seraient désavantagés commercialement par rapport à ceux de l'Ontario. Ils ont ajouté que le fait même d'avoir moins de choix que les expéditeurs de l'Ontario quant aux sources d'approvisionnement place les expéditeurs du Québec en situation de désavantage commercial. Concernant la tendance récente à passer du service à grande distance au service à courte distance, les EZM ont souligné que cela démontre que les droits du transport à grande distance ne sont pas viables, mais que ce facteur n'annule pas le besoin d'une tarification zonale.

Les EZM ont présenté une synthèse des conclusions de l'Office et de certains arguments tirés de différentes audiences où la question des zones tarifaires avait été abordée, l'instance RH-3-2004[37] étant la plus récente des causes évoquées. Par exemple, ils ont cité un passage de la toute première cause tarifaire de TransCanada, soit l'instance RH-1-72[38], dans laquelle l'Office a éconduit en ces termes un intervenant qui proposait d'éliminer les zones tarifaires [TRADUCTION] : « Le facteur le plus important réside dans le fait que l'abandon des zones serait un écart majeur par rapport au modèle de développement du réseau. Selon l'Office, les conséquences négatives d'un tel changement l'emporteraient de loin sur les avantages pouvant en découler. » Comme autre exemple, les EZM ont cité l'instance RH-3-86[39] dans laquelle l'Office avait indiqué que les dimensions actuelles de la zone de l'Est « ont été établies en tenant compte de décisions économiques, politiques et financières prises pour réaliser des objectifs qui, à l'époque, étaient dans l'intérêt public national. »

Les EZM ont souligné que TransCanada avait indiqué que l'élimination des zones permettrait de mieux aligner la tarification sur le principe des droits fondés sur les coûts et de l'utilisateur-payeur, mais qu'elle n'a pas dit que le maintien des zones serait contraire à ce principe ou à d'autres principes ou exigences réglementaires. Ils ont soutenu que, compte tenu des constatations faites par l'Office dans sa décision RH-1-72, citée ci-dessus, une méthode de tarification qui est conforme aux principes et aux exigences ne devrait pas être abolie.

Les EZM ont avancé que TransCanada n'a pas étayé ses prétentions concernant les effets de la proposition, c'est-à-dire rehausser l'efficience économique et accroître l'utilisation du service de transport à grande distance, soulignant qu'elle a indiqué seulement que l'élimination des zones pourrait aider à contrer la désaffection du transport à grande distance au profit des services à courte distance et favoriser un retour au service de transport à grande distance. Ils ont fait observer que TransCanada n'a pas analysé de façon précise l'incidence que les zones tarifaires ont eue jusqu'ici, soulignant que leur abolition fera augmenter les droits du transport à grande distance sur certains parcours. Ils ont soutenu, de plus, que les données des dix dernières années ne confirment pas la conclusion de TransCanada selon laquelle les centres de charge zonaux se déplacent vers l'est.

À propos de la question du resquillage ou de la segmentation de certains trajets à grande distance, les EZM ont affirmé que des changements bien ciblés au Tarif pourraient remédier au problème, mais n'ont pas indiqué quels pourraient être ces changements. Ils ont soutenu que

---

37 Office national de l'énergie, RH-3-2004, *Motifs de décision*, TransCanada PipeLines Limited, Demande relative au raccordement de North Bay, décembre 2004.

38 Office national de l'énergie, RH-1-72, *Motifs de décision*, TransCanada PipeLines Limited, Droits, mai 1973.

39 Office national de l'énergie, RH-3-86, *Motifs de décision*, TransCanada PipeLines Limited, Droits, mai 1987.

l'abolition des zones tarifaires pourrait rendre la tarification des services du réseau principal moins prévisible et plus difficile à comparer au fil du temps, et que la modification du Tarif constituerait une meilleure solution.

Les EZM ont aussi signalé que les droits zonaux constituent la norme pour les pipelines à grande distance et que ce type de regroupement est chose courante chez divers services publics du secteur de l'énergie. Cette approche atteint le juste équilibre entre la précision, la traçabilité administrative et la transparence.

Gaz Métro

Gaz Métro a argué qu'il y a diverses façons de s'attaquer au problème de resquillage, ou de segmentation, sans se défaire des zones. À titre d'exemple, elle a rappelé le succès de mesures antérieures prises à cet effet, soit la création du point de livraison autonome de Welwyn et le plafonnement des livraisons à la ZLSS de Centram.

Gaz Métro a soutenu que TransCanada n'a pas bien analysé l'incidence de l'abolition des zones et que, par conséquent, elle ne s'est pas acquittée du fardeau de la preuve à cet égard. Entre autres points, elle a soutenu que TransCanada aurait dû analyser de façon précise l'effet de l'augmentation des droits dans le cas des ZLD situées à l'est du centre de charge, et reconnaître qu'il y aurait d'autres façons de remédier au problème du resquillage ou de la segmentation des trajets.

Gaz Métro a fait valoir que les zones tarifaires garantissent la compétitivité relative du service pour tous les clients situés dans la même zone et, pour les consommateurs canadiens, l'accès au gaz naturel de l'Ouest à des prix qui reflètent la similitude des marchés à l'intérieur d'une zone. L'abolition des zones tarifaires produirait des droits qui ne sont ni justes ni raisonnables, et qui sont contraires à l'intérêt public. Gaz Métro a soutenu, en outre, que ne pas appliquer un même droit à la grandeur de la zone de l'Est serait une source de distinction injuste.

Tenaska

Tenaska a indiqué qu'elle appuie la position des EZM à l'encontre de l'abolition des zones.

TransGas

TransGas a appuyé l'abolition des zones tarifaires, expliquant que cela serait plus représentatif de l'utilisation du gaz à l'intérieur de chaque ZLD et que cela assurerait une meilleure affectation des coûts.

Québec

Le Québec a soutenu que les avantages liés à la tarification zonale ne sont plus ce qu'ils étaient par le passé, soulignant que le centre de charge de la zone de l'Est s'est déplacé vers l'est et que Gaz Métro se sert maintenant du service à grande distance pour expédier moins du tiers de ses approvisionnements. Néanmoins, faisant remarquer que la méthode de tarification actuelle est en

place depuis plus de quarante ans et que le principal effet de l'abolition des zones tarifaires serait de résoudre le problème de resquillage, ou de segmentation des trajets, le Québec s'est opposé à l'abolition des zones puisque, indiquant que des changements moins radicaux, comme l'imposition d'un plafond sur les livraisons vers certains points, permettraient d'arriver au même résultat.

Réplique de TransCanada

TransCanada a soutenu qu'il n'est pas raisonnable de s'attendre à ce qu'elle démontre empiriquement les avantages de l'abolition des zones. D'après elle, il est indéniable que les droits zonaux émoussent les signaux de prix, comparativement à des droits centrés sur les ZLD, géographiquement moins étendues, et qu'attendre d'avoir une preuve empirique l'empêcherait d'agir de façon proactive. Elle a souligné qu'il est impossible de fournir aux EZM le degré de certitude qu'ils recherchent quant à l'incidence de la proposition, car les décisions des expéditeurs en matière de contrats dépendent d'un grand nombre de facteurs.

TransCanada a reconnu que la méthode de la tarification zonale ne contrevient pas au principe des droits fondés sur les coûts et de l'utilisateur-payeur. Cependant, a-t-elle indiqué, il n'est pas nécessaire de faire la preuve qu'une méthode en usage peut produire des droits qui ne sont pas justes et raisonnables pour justifier le bien-fondé d'un changement. Au contraire, il suffit de montrer qu'une nouvelle méthode produira des droits justes et raisonnables, et de meilleurs résultats, et que l'évolution des circonstances peut justifier de s'écarter de pratiques de longue date. TransCanada a souligné que c'est clairement l'attitude que l'Office a adoptée dans d'autres causes, citant les commentaires qu'il a formulés à ce sujet au cours de l'instance RH-4-2001. TransCanada a affirmé, de plus, que le contexte de concurrence actuel justifie le changement, rappelant que l'Office a approuvé la création de la zone du Sud-Ouest dans le cadre de l'instance RH-1-2002 expressément pour répondre à des enjeux liés à la concurrence.

TransCanada a signalé que les EZM n'ont pas proposé de changements précis au Tarif qui permettraient de s'attaquer au problème du resquillage attribuable à la segmentation du transport. Elle a laissé entendre que les expéditeurs sont imaginatifs quand il s'agit de trouver des moyens de segmenter leur service à grande distance, et a décrit comment ils ont contourné l'obstacle de la désignation de Welwyn comme point de livraison autonome, solution qui avait été adoptée pour régler justement ce problème. TransCanada a argué qu'aucune modification au Tarif ne permettrait d'enrayer le resquillage attribuable à la segmentation du transport, et que s'attaquer au problème à un endroit précis, comme dans la ZLSS de Centram, ne ferait que le déplacer ailleurs. TransCanada a aussi indiqué que l'abolition des zones tarifaires ferait réduire les droits de transport même pour la plupart des ZLD situées à l'est des centres de charge zonaux, y compris la ZLE de GMIT, une fois prise en compte l'augmentation de produits qui résulterait de l'élimination du problème de resquillage dû à la segmentation.

TransCanada a soutenu que, contrairement à l'époque où les pressions concurrentielles et le risque de contournement n'existaient pas, le réseau principal et ses expéditeurs ne peuvent plus se permettre d'accepter l'interfinancement de ZLD dans une région comme la zone de l'Est.

Opinion de l'Office

Alors que l'abolition des zones tarifaires aurait constitué un « changement radical » à l'époque de la décision RH-1-72, il nous semble que le changement s'est effectivement opéré aujourd'hui sous l'impulsion des forces du marché qui incitent les expéditeurs à délaisser le service à grande distance axé sur la zone en faveur du service de transport à courte distance. La transition au service à courte distance signifie que les zones tarifaires ne garantissent plus, de manière significative, que les expéditeurs à l'intérieur d'une zone payent les mêmes droits. Cela est particulièrement vrai dans la zone de l'Est où les droits de transport varient déjà largement pour une très grande proportion de volumes. Ainsi, la prépondérance du transport à courte distance que nous constatons aujourd'hui représente, selon nous, un changement extrêmement important aux circonstances qui militaient pour l'emploi de zones tarifaires. Par exemple, nous accordons peu d'importance à l'idée que les zones tarifaires devraient être maintenues parce que les expéditeurs du Québec seraient désavantagés commercialement s'il n'y en avait pas. En effet, Gaz Métro se sert déjà du service à courte distance pour obtenir la majeure partie de ses approvisionnements et elle a indiqué son intention de délaisser complètement le service à grande distance en faveur du transport à courte distance.

Nous croyons que le moment est venu de mettre fin à l'utilisation de zones tarifaires pour la tarification du service intérieur à grande distance, de sorte que le gaz du BSOC transporté à grande distance ne soit plus assujetti à un traitement tarifaire distinct, comparativement à toutes les autres options d'approvisionnement disponibles dans l'Est, et que la distance de transport réelle soit reflétée plus exactement dans les droits du transport intérieur à grande distance.

Pour parvenir à cette décision, nous n'avons pas tenu compte de la preuve, non concluante, sur la question de savoir si l'incitation à passer au service à courte distance pour les clients de ZLD situées à l'ouest d'un centre de charge cause véritablement un déplacement vers l'est des centres de charge. De même, nous accordons peu de poids au problème du resquillage attribuable à la segmentation du transport. L'abolition des zones tarifaires a l'avantage d'enrayer ce problème, mais nous croyons qu'il existe d'excellentes raisons de principe, comme nous l'avons exposé plus haut, qui justifient d'abolir les zones tarifaires, compte tenu des circonstances actuelles.

Nous acceptons le raisonnement que TransCanada a présenté à l'appui du calcul des frais compensatoires en fonction du droit du SG pour le transport d'Empress à la ZLE de KPUC.

Décision

Les zones tarifaires seront abolies et les droits du service intérieur à grande distance seront calculés en fonction de la distance parcourue jusqu'aux centres de charge de chaque ZLD, comme cela se fait pour les droits du service intérieur à courte distance.

Les frais compensatoires, tels qu'ils sont mentionnés et définis dans le Tarif du réseau principal, seront basés sur le droit du SG d'Empress à la ZLE de KPUC.

7.2 Changements touchant le droit lié au produit et l'affectation des coûts du réseau principal

Pour calculer les droits de transport, TransCanada classe chaque élément du coût du service dans l'une de deux catégories : l'énergie ou l'énergie-distance. La composante de l'énergie repose habituellement sur l'utilisation d'actifs de comptage dans la prestation du service, les coûts étant imputables à parts égales à chaque unité de GJ de gaz (énergie), indépendamment de la distance sur laquelle l'unité est expédiée. La composante de l'énergie-distance, quant à elle, est généralement fondée sur l'utilisation des actifs de transport, et les coûts connexes sont imputables à parts égales à chaque GJ-km, de façon à refléter que les coûts à payer sont proportionnels à la distance sur laquelle une unité de gaz est expédiée.

À l'heure actuelle, la composante énergie est recouvrée uniquement dans la portion fixe du droit, c'est-à-dire au moyen du droit lié à la demande, que les expéditeurs titulaires de contrats doivent payer à concurrence de la quantité intégrale stipulée à leur contrat, même si, dans les faits, ils expédient moins que cette quantité. La composante énergie-distance est recouvrée au moyen du droit fixe lié à la demande et d'une partie variable du droit de transport, désignée le droit lié au produit parce qu'il n'est payé que pour les unités de gaz réellement transportées. La plupart des coûts du réseau principal sont recouvrés par le biais des frais liés à la demande; en 2011, environ 2 % des coûts ont été recouvrés en tant que frais variables.

Une fois que les distances et les volumes du service garanti ont été déterminés et que le coût du service a été réparti, fonctionnellement, entre les composantes énergie et énergie-distance (frais fixes et variables), il devient possible de dégager les droits du SG pour chacun des parcours offerts sur le réseau principal. Tout changement à la méthode d'affectation des coûts modifie la portion relative du droit recouvrée sous la composante énergie et la composante énergie-distance. À titre d'exemple, augmenter la part relative de la composante énergie rend le droit plus sensible au facteur de l'énergie et moins sensible au facteur de l'énergie-distance, de sorte que les droits applicables aux courtes distances deviennent plus coûteux, tandis que ceux qui s'appliquent aux grandes distances le deviennent moins.

Élimination du droit lié au produit

Opinion de TransCanada

Parmi les changements qu'elle propose au titre de l'affectation des coûts, TransCanada souhaite éliminer du droit du SG la composante du droit lié au produit. À l'heure actuelle, tous les coûts d'électricité et certains des coûts associés au TPT sont recouvrés au moyen de la composante liée au produit du droit du SG; ces coûts comptent pour environ 2 % des besoins en produits de 2013 selon le scénario du statu quo. Avec l'élimination du droit lié au produit, tous les coûts seraient recouvrés au moyen de la composante de la demande dans le droit du SG.

TransCanada a soutenu que supprimer la composante liée au produit du droit du réseau principal simplifierait l'affectation des coûts et la structure tarifaire, et permettrait d'aligner la tarification du réseau principal sur celle d'autres sociétés de gazoduc du groupe 1 réglementées par l'Office, dont aucune ne perçoit un droit lié au produit. TransCanada a affirmé, de plus, que l'élimination

du droit lié au produit amènerait plus de stabilité sur le plan des droits, et favoriserait la viabilité économique à long terme du réseau principal. Cette stabilité accrue s'explique par le fait que la demande contractuelle est plus aisée à prévoir que l'utilisation réelle de la capacité réservée sous contrat.

TransCanada a aussi fait valoir que parce que les expéditeurs fondent leurs décisions concernant leurs commandes d'expédition sur le coût du gaz majoré des frais variables de transport, y compris le combustible, et parce que la tarification d'autres sociétés de gazoduc du groupe 1 ne comporte pas de droit lié au produit, il se pourrait que conserver le droit lié au produit dans le cas du réseau principal ait un effet négatif sur ses livraisons, et nuise par le fait même à sa viabilité à long terme.

TransCanada a souligné que le droit lié au produit actuel n'est pas en rapport exact avec les coûts véritables associés aux volumes réellement expédiés, et qu'il serait peut-être possible d'obtenir une meilleure relation en incorporant des frais variables dans la composante de la demande. Elle a expliqué que le droit lié au produit, tel qu'il est appliqué actuellement aux coûts d'électricité du réseau principal, ne fournit pas un rapport parfait entre les coûts variables engagés et leur recouvrement. À titre d'exemple, même s'il n'y avait pas de livraisons sur le réseau principal, TransCanada serait quand même tenue par contrat de payer des coûts d'électricité. Les écarts par rapport aux prévisions de coûts et de débit réduisent également la justesse du rapport entre les coûts variables engagés et le taux du droit lié au produit.

TransCanada a reconnu que le recouvrement de coûts variables grâce à un droit lié à la demande n'est peut-être pas tout à fait conforme au principe de l'utilisateur-payeur. Cependant, le recouvrement des coûts variables antérieurement compris dans le droit lié au produit continuera à être basé sur les coûts. TransCanada a fait observer que l'élimination du droit lié au produit n'aura pas de conséquences sur les expéditeurs qui maintiennent un coefficient d'utilisation assez élevé de la capacité qu'ils ont souscrite. Pour les utilisateurs qui affichent un faible coefficient d'utilisation, la variation du droit sera insignifiante.

Opinions des intervenants

ANE a proposé de conserver la composante liée au produit dans le droit du réseau principal. Elle a affirmé que le recouvrement actuel des coûts au moyen de cette composante est approprié, puisque le droit lié au produit est basé sur la distance et obéit au principe de l'utilisateur-payeur. Elle a fait remarquer que la proposition de TransCanada voulant que les coûts variables associés à des compresseurs électriques soient recouvrés dans un droit fixe déroge à sa pratique actuelle qui consiste à récupérer le gaz naturel en nature, en fonction des volumes de GJ-km réellement acheminés.

ANE a prétendu que l'élimination du droit lié au produit aurait un effet négatif sur la conservation de la charge du SG. Elle a suggéré qu'au lieu d'éliminer le droit variable, il serait préférable de l'accroître en y incorporant des coûts fixes.

Les EZM ont soutenu que TransCanada devrait conserver la composante liée au produit dans le droit du réseau principal. Ils ont admis que le droit lié au produit ne permet de recouvrer qu'une

petite partie des besoins en produits du réseau principal, mais ont souligné que des raisons conceptuelles et de principe militent en faveur de son maintien. Ils ont expliqué que le droit lié au produit permet de recouvrer, sur la base des coûts réels, des frais qui varient en fonction du débit.

YEC s'est opposé à la proposition d'éliminer la composante liée au produit, alléguant qu'elle contrevient au principe de la causalité des coûts. YEC a soutenu que les pratiques d'autres sociétés du groupe 1 ne sont pas une considération pertinente. Disant qu'il s'attend à avoir un faible coefficient d'utilisation, il a indiqué que l'élimination du droit lié au produit ferait augmenter le droit de transport qu'il aurait à payer.

Opinion de l'Office

L'élimination de la composante liée au produit du droit du réseau principal pourrait amoindrir légèrement l'adhésion au principe des droits fondés sur les coûts et de l'utilisateur-payeur, mais cela ne représente pas, selon nous, une préoccupation importante sur le plan pratique vu que le droit lié au produit est très petit. Malgré les divergences d'opinions au sujet de l'incidence de l'élimination du droit lié au produit, nous croyons qu'il est opportun de le supprimer pour donner au réseau principal la possibilité de réaliser les avantages que TransCanada a mentionnés, notamment une légère amélioration de la stabilité des droits, la possibilité de hausser les coefficients d'utilisation des expéditeurs du SG et l'instauration d'une tarification compatible avec celle d'autres sociétés du groupe 1.

Décision

Nous approuvons la proposition d'éliminer la composante liée au produit du droit du réseau principal.

Changements à la méthode d'affectation des coûts

Opinion de TransCanada

TransCanada a proposé plusieurs changements du point de vue de l'affectation des éléments entrant dans le coût du service du réseau principal. La méthode d'affectation des coûts proposée a pour effet d'accroître la part relative du coût du service qui est imputée à la composante énergie, par opposition à la composante énergie-distance.

Selon son processus actuel d'établissement des droits, TransCanada utilise au moins huit facteurs d'affectation, exprimés en pourcentage, pour attribuer les divers éléments du coût du service à la composante énergie, qui concerne les frais fixes, et la composante énergie-distance, englobant des frais fixes et variables. TransCanada a proposé de simplifier la méthode de sorte que les éléments du coût du service soient divisés en trois catégories, dont chacune comporte un seul facteur d'affectation, notamment :

1. Les frais liés à l'exploitation seraient répartis, en proportions égales (50-50), entre la composante énergie et la composante énergie-distance;
2. Les coûts liés au capital seraient répartis en fonction de la proportion de la base tarifaire attribuée aux fonctions de transport et de comptage;
3. Les autres coûts et produits seraient répartis en fonction du ratio global des besoins en produits bruts (BPB) qui résulte de l'affectation des coûts au moyen des deux facteurs précités.

TransCanada a fait remarquer que réduire le nombre de facteurs d'affectation à trois contribuerait à simplifier la conception des droits et à rendre la méthode d'établissement des droits plus transparente et plus stable.

TransCanada a fait un examen interne de chaque élément de coût pour déterminer la méthode d'affectation des coûts qui convient le mieux, compte tenu de l'utilisation actuelle du réseau. Elle n'a pas réalisé d' étude en bonne et due forme sur l'affectation des coûts. TransCanada a indiqué que les coûts sont généralement classés en fonction du degré de rapport avec le facteur de la distance et qu'il n'y a pas de façon généralement admise de classer les coûts entre les composantes énergie et énergie-distance. En effet, la détermination des coûts qui sont reliés à la distance, et à quel degré, fait largement appel au jugement.

TransCanada a proposé que la distribution des actifs de la base tarifaire en actifs de comptage et actifs de transport serve d'approximation pour déterminer la répartition des coûts liés au capital entre les composantes énergie et énergie-distance. Elle a déterminé que les coûts liés au capital englobent le rendement, l'amortissement, l'impôt sur les bénéfices, le CALT ainsi que les taxes municipales et l'impôt provincial sur le capital. Pour l'année d'essai 2013, la base tarifaire se répartit comme suit : environ 2 % d'actifs de comptage et 98 % d'actifs de transport. Par conséquent, les coûts liés au capital seraient affectés à l'énergie et à l'énergie-distance dans une proportion d'environ 2 % et 98 %, respectivement.

TransCanada a fait remarquer que la proposition modifie peu l'affectation des coûts liés au capital par rapport à ce qu'elle est selon le scénario du statu quo. Par exemple, l'affectation des coûts au titre de l'impôt sur les bénéfices et du rendement se fait déjà en fonction du ratio des actifs de comptage et de transport dans la base tarifaire, tandis celle des coûts associés aux taxes municipales, aux installations générales et au CALT repose actuellement sur un ratio fondé sur la valeur brute des installations en service, qui produit une valeur similaire au ratio de la base tarifaire[40]. TransCanada a laissé entendre qu'utiliser le ratio fondé sur la base tarifaire donne une affectation appropriée des coûts liés au capital puisque la base tarifaire représente les capitaux qu'elle emploie pour fournir les services du réseau principal.

Pour tous les coûts liés à l'exploitation, TransCanada a proposé une répartition entre l'énergie et l'énergie-distance suivant un facteur commun de 50 %. Elle a déterminé que les coûts liés à l'exploitation comprennent les éléments suivants du coût du service : frais d'EE et A; coûts liés au TPT; coûts d'exploitation des installations de stockage; coûts d'électricité et taxe sur le

---

[40] Voici l'affectation actuelle d'autres éléments du coût du service classés comme coûts liés au capital : l'impôt provincial sur le capital, affecté à 100 % à l'énergie-distance fixe; l'amortissement des actifs de comptage, affecté à 100 % à l'énergie fixe; l'amortissement du reste des installations, affecté à 100 % à l'énergie-distance fixe.

combustible; coûts associés à l'intégrité des gazoducs et aux franchises d'assurance; coût des instances réglementaires et des collaborations; et frais recouvrés par l'Office national de l'énergie. Actuellement, un éventail de facteurs d'affectation sont utilisés pour classer les éléments précités du coût du service parmi les composantes énergie fixe, énergie-distance fixe et énergie-distance variable. À titre d'exemple, les frais d'EE et A sont répartis suivant diverses méthodes, dont le partage 50-50 entre l'énergie fixe et l'énergie-distance fixe pour les charges administratives. L'affectation des coûts liés au TPT repose sur le ratio des droits liés à la demande et des droits liés au produit sur le gazoduc assurant le TPT par rapport aux composantes énergie-distance fixe et énergie-distance variable, respectivement. Les coûts de réparation et de révision des compresseurs sont affectés à 100 % à l'énergie-distance fixe. Les coûts d'électricité et la taxe sur le combustible sont affectés à 100 % à l'énergie-distance variable. Les frais d'exploitation des installations de stockage et les coûts associés à l'intégrité des gazoducs et aux franchises d'assurance sont affectés à 100 % à l'énergie-distance fixe. Enfin, les coûts des instances réglementaires et des collaborations, ainsi que les frais recouvrés par l'Office national de l'énergie, sont affectés dans une proportion de 50-50 à l'énergie fixe et l'énergie-distance fixe.

TransCanada a déclaré qu'au moins une partie des coûts liés à l'exploitation ne dépend pas d'un niveau de débit, de distance ou d'énergie précis, ni n'est imputable à des installations en particulier. Une répartition à parts égales entre l'énergie et l'énergie-distance garantit que tous les expéditeurs, indépendamment de la distance sur laquelle ils acheminent le gaz, assument une part raisonnable des coûts liés à l'exploitation. TransCanada a affirmé que l'utilisation bidirectionnelle croissante du réseau principal a réduit l'importance du facteur de la distance quand il s'agit de déterminer l'origine des coûts liés au TPT. D'autres coûts, comme ceux associés à l'intégrité des gazoducs, comportent un élément de coût qui est fonction du temps, et non de la distance parcourue. TransCanada a soutenu que, dans l'ensemble, les coûts inclus dans la catégorie des coûts liés à l'exploitation s'équilibrent les uns les autres de sorte qu'il est raisonnable de les répartir entre l'énergie et l'énergie-distance suivant un facteur commun de 50 %. C'est l'affectation proposée des coûts liés à l'exploitation qui entraîne le plus gros changement par rapport à la méthode d'affectation actuelle quant à la proportion de coûts recouvrés au moyen des composantes énergie et énergie-distance du droit.

TransCanada a proposé que l'affectation de tous les autres coûts et produits qui ne sont pas réputés être des coûts liés au capital ou à l'exploitation, notamment l'amortissement réglementaire, le compte d'ajustement à long terme (CACT) et les produits divers, soit basée sur le pourcentage de répartition global des BPB entre les composantes énergie et énergie-distance, lequel représente un ratio moyen pondéré de l'affectation des coûts liés au capital et de l'affectation des coûts liés à l'exploitation. La répartition résultante, fondée sur les BPB, varierait chaque année en fonction de l'ampleur des composantes des coûts liés au capital et des coûts liés à l'exploitation dans les besoins en produits. À l'heure actuelle, les amortissements réglementaires sont affectés à 100 % à l'énergie-distance fixe, tandis que l'affectation des produits divers est basée surtout sur les BPB. Le CACT étant un nouveau poste, il n'y a pas de méthode d'affectation actuelle.

La méthode d'affectation que propose TransCanada donnerait lieu à des droits qui sont relativement plus sensibles au facteur de l'énergie que selon la méthode d'affectation actuelle.

Cependant, la distance demeurerait un facteur de première importance dans la classification des coûts du réseau principal. TransCanada a affirmé que la nouvelle affectation proposée continuerait à refléter raisonnablement les fluctuations du coût de prestation du service qui tiennent à la distance de transport.

TransCanada a indiqué que pour l'année d'essai 2013, environ 15 % des coûts seraient affectés à la composante énergie, et 85 %, à la composante énergie-distance, selon l'affectation des coûts proposée[41]. Si la méthode d'affectation courante (régime du statu quo) était conservée pour l'année d'essai 2013, la répartition des coûts serait de l'ordre de 5 % à la composante énergie fixe, 92 % à la composante énergie-distance fixe et 3 % à la composante énergie-distance variable. La redistribution des coûts entre l'énergie et l'énergie-distance entraînerait une réduction des droits sur les parcours de plus de 520 km environ, et une augmentation de ceux sur les parcours de moins de 520 km. À titre d'exemple, si l'on prend les droits du statu quo comme point de départ, l'effet sur les droits qui résulte du changement à l'affectation des coûts, pris isolément, est une diminution de 0,37 $/GJ en 2013 pour le parcours du carrefour NIT à la ZLSO d'Union et une hausse de 0,08 $/GJ en 2013 pour le parcours de Parkway à la ZLC d'Enbridge.

TransCanada a insisté sur le fait que l'objet des changements proposés à l'affectation des coûts n'est pas de réduire les droits sur les parcours à grande distance. L'objectif est de parvenir à une affectation des coûts qui reflète mieux le coût de prestation du service à grande distance. TransCanada a laissé entendre que les expéditeurs à grande distance payent plus que leur juste part des coûts du réseau selon la méthode d'affectation des coûts actuelle.

Elle a présenté des exemples tirés de six instances tarifaires récentes visant d'importants pipelines inter-États américains, dans lesquels la part des coûts fixes non reliés à la distance variait de 17 % à 29 %. Elle a déclaré que ces exemples fournissent une vérification du caractère raisonnable du résultat global de la méthode d'affectation proposée puisque la proportion des coûts affectés à la composante énergie n'était inférieure dans aucun cas.

TransCanada a expliqué que la méthode d'affectation des coûts actuelle du réseau principal est le produit d'une époque où le gros du transport sur le réseau principal était assuré en vertu de contrats de SG à grande distance et où le service était relativement homogène. Elle a expliqué qu'avec un groupe plutôt homogène d'expéditeurs, la méthode d'affectation des coûts perd de son importance puisque, les distances parcourues étant essentiellement les mêmes, les droits facturés ne changent pratiquement pas peu importe la méthode d'affectation des coûts. Dans un contexte où les expéditeurs ont des caractéristiques communes, il y a moins de risque que la méthode d'affectation des coûts ne donne lieu à un interfinancement ou n'émousse les signaux de prix.

Le réseau principal a perdu son caractère homogène : la clientèle s'est diversifiée tout comme l'éventail des services employés, dont le service à courte distance qui est fortement utilisé. De plus, des faits nouveaux, comme des approvisionnements qui arrivent sur le réseau principal dans la zone de marché (surtout dans le triangle de l'Est) et les expéditions bidirectionnelles, ont

---

41 La répartition fonctionnelle globale des BPB selon une proportion de 15 % d'énergie et de 85 % d'énergie-distance ne comprend pas les coûts liés au TPT sur le réseau TQM, ni d'autres ajustements envisagés dans la proposition de restructuration.

brouillé, sinon rompu, le lien entre la causalité et l'imputabilité des coûts. Par conséquent, il importe d'actualiser la méthode d'affectation des coûts du réseau principal afin d'affecter les coûts avec plus de justesse et de donner des signaux de prix plus exacts.

En réponse à une demande de renseignements, TransCanada a présenté, à partir d'hypothèses simplifiées, une analyse quantitative des coûts et des produits associés aux segments des Prairies, de la CNO et du triangle de l'Est. Il ressort de l'analyse que, pour l'année d'essai 2012, si l'on suppose la mise en œuvre intégrale de la proposition de restructuration, les produits générés par le segment du triangle de l'Est du réseau principal seraient inférieurs de 23 % aux coûts. À défaut d'apporter les changements proposés à l'affectation des coûts, le manque à gagner passerait à 30 %. Dans son analyse, TransCanada a aussi envisagé un scénario dans lequel le PRA et les composantes liées à l'amortissement de la proposition de restructuration ne seraient pas adoptés. Dans ce cas, les produits du triangle de l'Est excèdent les coûts de 3 % si les changements à l'affectation des coûts proposés sont mis en œuvre, alors qu'ils leur seraient inférieurs de 8 % sans ces changements. TransCanada n'a pas estimé les répercussions du retrait de la proposition des coûts de TPT du réseau TQM, mais elle a indiqué que, dans son analyse, ces coûts et les produits provenant du droit de TQM avaient été pris en compte pour le triangle de l'Est.

TransCanada a affirmé que le réseau principal demeure un réseau intégré aux fins du calcul des besoins en produits et de l'affectation des coûts. C'est pourquoi elle a soutenu que l'idéal, dans un réseau intégré, n'est pas forcément que les produits d'un segment couvrent les coûts structurels du segment. Toutefois, elle a indiqué que l'analyse par segment fait voir que les changements proposés à l'affectation des coûts constituent un pas dans la bonne direction, et permet de vérifier le caractère raisonnable des changements proposés par rapport au statu quo. TransCanada a également mentionné qu'en raison de l'évolution de la configuration des expéditions et de l'émergence de nouveaux bassins d'approvisionnement, il était difficile d'établir un lien de causalité et d'imputabilité dans une étude sur l'affectation des coûts.

TransCanada a déclaré que le contexte commercial actuel l'oblige à examiner à fond les changements, y compris à la méthode d'affectation des coûts, qui aideront à préserver la compétitivité du réseau. Elle a souligné que, suivant la méthode d'affectation des coûts, les charges associées à la capacité garantie non souscrite sont réparties sur l'ensemble du réseau principal. Elle a également précisé qu'il n'a pas été possible d'isoler les coûts de la capacité non souscrite et de l'imputer à des expéditeurs en particulier. Selon TransCanada, la sous-utilisation des installations en place est une responsabilité collective, partagée par tous les expéditeurs.

Dans l'ensemble, TransCanada a affirmé que la proposition produirait des droits qui demeurent conformes au principe des droits fondés sur les coûts et de l'utilisateur-payeur préconisé par l'Office, parce qu'ils seraient toujours axés sur les coûts et resteraient sensibles au facteur de la distance, de sorte que l'imputabilité des coûts serait en lien avec leur causalité. TransCanada a aussi indiqué que les changements à l'affectation des coûts devraient renforcer la position du réseau principal sur les marchés du transport à grande distance, transmettre des signaux de prix plus justes et soutenir la viabilité à long terme du réseau principal.

Opinions des intervenants

APPrO

L'APPrO s'est opposée à la méthode d'affectation des coûts proposée et à la redistribution des coûts qui en résulte du service à grande distance au service à courte distance. Elle a laissé entendre que l'ampleur de la réaffectation des coûts proposée de la composante énergie-distance à la composante énergie n'est pas justifiée, ni soutenue par les principes relatifs à la naissance des coûts. L'APPrO a indiqué que l'objectif d'asseoir l'administration des droits sur une méthode plus simple d'affectation des coûts ne doit pas l'emporter sur la nécessité de garantir que les droits reflètent la causalité des coûts.

L'APPrO a soutenu que les exemples de pipelines américains que TransCanada a présentés comme moyen de vérifier le caractère raisonnable de sa méthode d'affectation globale ne constituent pas un échantillon comparable parce qu'ils diffèrent du réseau principal sous certains rapports importants.

ACPP

L'ACPP a soutenu que l'analyse des coûts par segment fournie par TransCanada montre que les utilisateurs du tronçon Est du réseau principal ne payent pas le plein coût des installations employées pour leur fournir le service. Elle a affirmé que les livraisons à grande distance depuis l'Ouest canadien ne devraient pas servir à subventionner les droits du transport à courte distance dans l'Est et que l'analyse par segment de TransCanada fait clairement ressortir qu'un tel interfinancement a lieu. Elle a indiqué qu'il faudrait surveiller de près l'affectation des coûts à l'échelle du réseau intégré afin de repérer les cas d'interfinancement et réviser l'approche globale de l'affectation des coûts si l'accroissement des livraisons du service à grande distance ne se concrétise pas, comme TransCanada le prévoit.

ACIG

L'ACIG a avancé que TransCanada, dans sa proposition de restructuration, devrait traiter des questions de volume, de capacité et de structure de coûts, avant de se pencher sur l'affectation des coûts. Elle a indiqué que, même si l'affectation des coûts peut servir d'outil pour rendre les services plus concurrentiels et attrayants sur le marché, le niveau global des coûts du réseau principal peut limiter la possibilité de tirer parti d'un pareil outil. L'ACIG s'accordait avec TransCanada à dire que l'affectation des coûts n'est pas une science exacte et qu'il y a forcément une part de jugement.

ANE

ANE convenait avec TransCanada que l'évolution de la nature du réseau principal pourrait soutenir une méthode d'affectation moins axée sur la distance dans le cas de certains coûts. Toutefois, elle était en désaccord sur certains des éléments de coûts pour lesquels TransCanada proposait de donner moins d'importance au facteur énergie-distance. Elle a souligné qu'une application raisonnée des principes de conception des droits ne saurait soutenir certains des

changements que TransCanada propose. Elle a suggéré une formule de rechange pour l'affectation des coûts misant pour 2013 sur une affectation de 8 % des coûts à la composante énergie et de 92 % à la composante énergie-distance[42].

ANE a indiqué que TransCanada a évoqué l'objectif de simplifier la conception des droits pour justifier certains des changements à l'affectation des coûts et que certains de ces changements dérogent au principe de la causalité des coûts et ne sont pas étayés convenablement par une preuve factuelle. Elle a expliqué qu'il n'est pas toujours judicieux de regrouper les coûts par catégories, par exemple, en coûts liés à l'exploitation ou coûts liés au capital. Elle a souligné que des coûts ayant un même facteur d'affectation devraient avoir un inducteur de coût commun, ce qui n'est pas le cas pour tous les coûts que TransCanada a inclus dans la catégorie de l'exploitation.

ANE s'est opposée à la proposition de TransCanada visant à réaffecter les charges liées au TPT, les coûts relatifs à l'intégrité des gazoducs et aux franchises d'assurance, les coûts d'exploitation des installations de stockage et les coûts d'électricité et la taxe sur le combustible suivant un facteur d'affectation commun qui attribue 50 % à la composante énergie et 50 % à la composante énergie-distance. Elle a soutenu que les changements ne reflètent pas la provenance des coûts.

ANE a indiqué que le TPT engendre des charges à payer, plutôt que des besoins en produits associés à la base tarifaire et à d'autres coûts. Il s'ensuit que la bonne façon de classer les coûts liés au TPT entre les composantes énergie et énergie-distance consiste à employer une moyenne composée de l'affectation globale des coûts du réseau principal, c'est-à-dire un ratio fondé sur les BPB. ANE a argué également que la grande majorité des coûts liés à l'intégrité des gazoducs[43] sont associés aux investissements de TransCanada dans les installations de transport, dont les coûts connexes sont classés à 100 % dans la composante énergie-distance. Pour ce qui concerne les coûts d'exploitation des installations de stockage, ANE a indiqué qu'il faudrait affecter ces coûts en fonction de l'usage des installations de stockage dans le réseau principal, précisant qu'on devrait les assimiler à des coûts liés à la distance, au même titre que d'autres coûts, comme ceux liés au gaz en canalisation et à la compression, qui procurent des services semblables sur le réseau principal. Elle a souligné également que les coûts d'électricité varient en fonction du niveau de compression dans le réseau et que les installations de compression représentent des coûts liés au transport. Étant donné que les coûts d'électricité sont recouvrés actuellement sous forme de frais variables liés à l'énergie-distance, ANE a soutenu que si la composante variable du droit était éliminée, les coûts d'électricité devraient être recouvrés en tant que frais fixes, uniquement dans la composante énergie-distance. Elle a laissé entendre qu'il était important de les classer ainsi pour que leur traitement soit conforme à celui des coûts reliés au gaz en nature récupéré pour les compresseurs à turbine à gaz. De plus, ANE a proposé de classer le CALT en fonction des BPB, au lieu de la base tarifaire, parce que le compte n'est pas associé à un poste de dépense en particulier.

---

[42] Il est à noter que la composante énergie-distance inclut le maintien du droit lié au produit. La distribution des coûts est la suivante : environ 8 % à la composante énergie fixe, 90 % à la composante énergie-distance fixe et 2 % à la composante énergie-distance variable.

[43] ANE a défini ces coûts comme suit : surveillance de la protection cathodique et atténuation des problèmes le long du gazoduc; prévention de la corrosion, y compris les inspections internes et réparation des tronçons du gazoduc attaqués par la corrosion; gestion de la fissuration par corrosion sous tension, ce qui comprend les inspections internes et les programmes de fouille le long du gazoduc.

ANE a laissé entendre qu'une affectation erronée des coûts entre les composantes énergie et énergie-distance peut donner lieu à un interfinancement entre les expéditeurs à courte distance et les expéditeurs à grande distance, ce qui est contraire au principe de l'utilisateur-payeur. Elle a souligné, de plus, qu'un changement du point de vue de l'utilisation du réseau doit être pris en compte dans l'affectation des coûts, mais ne détermine pas forcément les changements apportés à la méthode d'affectation des coûts.

ANE a indiqué que l'exercice de jugement a sa place dans une étude sur l'affectation des coûts, mais qu'en raison du niveau des coûts du réseau principal et de l'objectif d'établir des droits qui sont fondés sur les coûts et qui obéissent au principe de l'utilisateur-payeur, TransCanada aurait dû mener une étude en bonne et due forme sur l'affectation des coûts.

Centra

Centra a indiqué qu'elle appuie, en théorie, les changements que TransCanada a proposés à l'affectation des coûts dans le but de répartir les coûts plus équitablement entre les expéditeurs à grande distance et les expéditeurs à courte distance.

EZM

Les EZM ont proposé que TransCanada conserve la méthode d'affectation des coûts actuelle. Ils ont fait valoir que la méthode proposée fait fi de la question fondamentale de l'excédent de capacité sur le réseau principal et des coûts connexes qui sont passés aux expéditeurs. Les EZM ont laissé entendre que la méthode de conception des droits, y compris la répartition des coûts entre l'énergie et l'énergie-distance et l'élimination du droit lié au produit, n'est pas la cause des préoccupations de TransCanada concernant la compétitivité, qui est plutôt la structure de coûts du réseau principal. La réaffectation de plus de coûts à la composante énergie du droit causerait une migration indue de coûts des parcours à grande distance aux parcours à courte distance et nuirait à la capacité concurrentielle du triangle de l'Est. Les EZM ont argué qu'il est impératif d'assurer que les parcours de transport à courte distance soient concurrentiels et que les changements que TransCanada a proposés à la conception des droits, y compris à la méthode d'affectation des coûts, ne sont pas compatibles avec cet objectif.

Les EZM ont indiqué que TransCanada n'a pas fourni une justification convaincante, sous forme de preuve empirique ou opérationnelle, à l'appui des changements qu'elle propose à la méthode actuelle de conception des droits. Ils ont souligné que la classification et l'affectation des coûts font obligatoirement intervenir une part de jugement, mais que la responsabilité pour les coûts doit être imputée à chaque expéditeur aussi précisément que le permet une comptabilité exacte. Les EZM ont laissé entendre que TransCanada a fait une entorse aux principes admis d'établissement des droits dans la redistribution des coûts entre l'énergie et l'énergie-distance, et que la proposition représente un changement majeur par rapport à la méthode d'affectation des coûts actuellement acceptée. Ils ont laissé entendre que la proposition de TransCanada brouille le rapport depuis longtemps reconnu entre la causalité et l'imputabilité des coûts.

Union

Union a indiqué qu'une étude sur l'affectation des coûts était nécessaire pour justifier une modification de la méthode d'affectation des coûts.

Union a soutenu que la réaffectation de coûts à la composante énergie du droit, qui entraîne une hausse des droits du transport à courte distance et une diminution des droits du transport à grande distance, revient à subventionner l'achat de gaz du BSOC, toutes autres choses étant égales par ailleurs. Le service à courte distance dans l'Est, qui n'a pas exigé la construction d'installations de transport à grande distance, aurait maintenant à supporter les coûts associés à la sous-utilisation et à la surcapacité de ces installations. Union a laissé entendre que la proposition de TransCanada ressemble à une tarification en fonction du marché, en ce sens qu'elle transfère des coûts à la clientèle captive des expéditeurs à courte distance de l'Est, qui ont les moyens de les payer.

TransGas

TransGas craignait que les changements proposés à l'affectation des coûts n'augmentent indûment le coût du transport à courte distance, ce qui pourrait inciter des expéditeurs à courte distance à contourner le réseau principal.

YEC

YEC s'est opposé aux changements que TransCanada proposait à la méthode d'affectation des coûts, arguant que la proposition représente un transfert considérable de coûts liés à la distance à la composante énergie du droit, ce qui entraîne une hausse marquée des droits du transport à courte distance. YEC a dit craindre que la réduction de la composante énergie-distance de certains coûts, dont ceux associés au TPT, n'impose un fardeau aux expéditeurs à courte distance qui n'utilisent pas le service à l'origine de ces coûts.

Ontario

L'Ontario était contre les changements à l'affectation des coûts proposés par TransCanada et a soutenu qu'elle aurait comme conséquence de produire des droits qui sont moins sensibles à la distance que sous le régime du statu quo.

Québec

Le Québec appuyait le principe général d'affecter une plus grande part des coûts à la fonction énergie.

Réplique de TransCanada

TransCanada a indiqué que sa méthode actuelle d'affectation des coûts se situe dans la gamme des méthodes raisonnables en la matière, tout comme la proposition d'ANE. Elle a soutenu, toutefois, que sa proposition représente la méthode la plus efficace et donne des signaux de prix plus justes.

TransCanada a traité des aspects précis de sa proposition qu'ANE avait rejetés. Elle a indiqué, par exemple, que les coûts d'électricité ne sont pas seulement sensibles à la distance puisque pour différents parcours de transport de même distance, ils peuvent varier de rien du tout à 7 000 $ par jour. En ce qui touche les coûts liés au TPT, TransCanada a présenté un exemple illustrant que, suivant la configuration actuelle du réseau, des parcours dont la distance varie considérablement peuvent utiliser la même quantité de services de TPT, ce qui dénote que la distance ne devrait pas constituer le principal facteur d'affectation des coûts. TransCanada a convenu que l'affectation du CALT aux BPB, comme le proposait ANE, s'inscrit dans la grande gamme d'approches raisonnables, mais a souligné qu'elle considère le CALT comme un investissement dans la base tarifaire.

TransCanada a soutenu que les intervenants qui proposent le maintien de la méthode d'affectation actuelle, dont les EZM, ne reconnaissent pas que cette méthode a été élaborée il y a plusieurs années dans un tout autre contexte commercial et opérationnel. Elle a indiqué qu'on ne peut présumer que la méthode actuelle est raisonnable dans le contexte tout à fait différent d'aujourd'hui. Au sujet des préoccupations que les EZM ont soulevées à l'égard des effets sur la compétitivité du triangle de l'Est, TransCanada a fait remarquer que la mise en œuvre de l'ensemble de la proposition de restructuration, comme un tout, se traduirait par une réduction des droits sur la plupart des parcours à courte distance.

En réponse aux commentaires des intervenants soutenant qu'elle aurait dû étayer les changements proposés par une étude sur l'affectation des coûts, TransCanada a déclaré que pareille étude représente un gros investissement de temps et d'argent et pourrait produire toute une gamme de résultats. Elle a laissé entendre que celle-ci ne serait guère plus fiable que le résultat obtenu grâce à son examen interne. TransCanada a indiqué que l'évolution de la configuration des expéditions du réseau principal a brouillé, voire rompu, le lien de causalité et d'imputabilité des coûts pour des éléments précis du coût du service.

Opinion de l'Office

Étant donné que l'utilisation du réseau principal a changé radicalement dans les dernières années, il y a lieu de ne pas accorder une importance indue à la méthode d'affectation des coûts en place. Même si les pratiques en usage méritent considération, il importe de tenir compte de circonstances qui changent dans l'examen de celles-ci. À mesure que les circonstances évoluent ou que l'on acquiert de l'expérience, la conception des droits qui convient le mieux, y compris le mode d'affectation des coûts, peut également changer.

Concernant la preuve produite par TransCanada au sujet de l'affectation des coûts dans des sociétés américaines, nous reconnaissons que le réseau principal est différent des pipelines en question. Néanmoins, la preuve produite donne fortement à penser que la méthode actuelle d'affectation des coûts du réseau principal n'est pas alignée sur celle d'autres grandes pipelinières inter-États américaines, et que les changements proposés rapprocheraient la méthode du réseau principal de celle utilisée par ces autres pipelinières. Même avec les changements proposés, la preuve indique que le pourcentage de coûts affectés à la composante énergie des droits dans le cas du réseau principal demeurerait à la limite inférieure de ce qu'il représente chez ces pipelinières.

De même, nous reconnaissons qu'en raison de l'intégration de tous les coûts et produits du réseau principal, TransCanada a dû largement recourir à des hypothèses dans l'analyse par segment des coûts et des produits pour affecter des coûts et des produits du réseau principal aux divers segments. Nous jugeons que l'analyse est informative et utile, malgré la nécessité d'employer des hypothèses. D'après les chiffres présentés dans l'analyse, résumée plus haut, il nous apparaît que puisque le triangle de l'Est est le segment le mieux utilisé du réseau principal, il est normal qu'il contribue plus de produits pour couvrir ses coûts. L'analyse de TransCanada révèle que, dans le cas où nous rejetterions ses propositions concernant le PRA et l'amortissement, la méthode d'affectation des coûts proposée ferait en sorte que le débit transféré au triangle de l'Est engendrerait des produits s'approchant davantage des coûts de ce segment.[44] Sans les changements à l'affectation des coûts, l'analyse de Transcanada laisse croire que les produits résultant des livraisons du triangle de l'Est seraient de 8 % inférieur à la part du segment dans les coûts, environ (en supposant une fois de plus le rejet des propositions relatives au PRA et à l'amortissement, mais pas la proposition de TQM). Le manque à gagner estimatif de 8 % devrait être comblé par les livraisons des deux autres segments.

Même si nous reconnaissons, comme TransCanada, qu'il n'est pas nécessairement idéal, dans le cas d'une méthode de conception des droits intégrée, de recouvrer les coûts à long terme d'un segment dans les produits qu'il génère, nous pensons que les résultats de cette analyse permettent de valider le caractère raisonnable de la méthodologie d'affectation des coûts proposées. Dans le contexte où le triangle de l'Est représente le segment le mieux utilisé, nous estimons raisonnable qu'en vertu de cette méthodologie, la part des livraisons du triangle de l'Est aux produits corresponde approximativement aux coûts de ce segment. En conséquence, nous jugeons que l'analyse des coûts et des produits du réseau principal selon une approche segmentée confirme la validité de la méthode d'affectation des coûts proposée.

Nous admettons que l'on a généralement recours à des études sur l'affectation des coûts pour soutenir des changements dans la façon dont les coûts sont affectés. Toutefois, il n'y a aucune obligation de produire de telles études. Et, même quand on choisit de le faire, une bonne dose de jugement est nécessaire pour déterminer la meilleure façon d'affecter les coûts. Compte tenu de l'évolution considérable de l'utilisation du réseau au cours des dernières années, et du fait que d'autres changements sont à prévoir à mesure que TransCanada et les parties prenantes du réseau principal s'ajusteront à la présente décision et que les rajustements structuraux sur le réseau nord-américain se poursuivront, nous ne sommes pas convaincus qu'une étude sur l'affection des coûts aurait fourni une aide précieuse dans le cas présent.

Compte tenu de ce qui précède, nous trouvons que la méthode d'affectation des coûts proposée par TransCanada produira une répartition raisonnable des coûts du réseau principal et qu'elle est satisfaisante. Nous avons décidé de ne modifier aucune des valeurs des affectations de coûts détaillées, étant donné qu'aucune des propositions détaillées, regroupées en trois catégories d'affectation des coûts, n'était inacceptable à notre avis.

[44] Nous prenons note que notre rejet du traitement proposé des coûts du TPT de TQM aurait réduit les produits associés au triangle de l'Est, comparativement à l'analyse résumé dans l'opinion de TransCanada.

Décision

Nous approuvons la méthode d'affectation des coûts proposée par TransCanada.

7.3 Traitement des coûts associés au TPT sur le réseau TQM

Les installations pipelinières de TQM sont situées au Québec et s'étendent d'un point d'interconnexion avec le réseau principal TransCanada, à Saint-Lazare, jusqu'à un point près de Québec, dans la municipalité de Lévis sur la rive sud du Saint-Laurent. D'autres canalisations de TQM s'étendent de Terrebonne, au nord Montréal, jusqu'à East Hereford, sur la frontière du New Hampshire, là où elles s'interconnectent avec le Portland Natural Gas Transmission System. Depuis que TQM a commencé ses activités, au début des années 1980, TransCanada souscrit toute la capacité garantie du réseau et l'utilise dans le cadre des services intégrés du réseau principal. En conséquence, TransCanada pourvoit à presque la totalité des besoins en produits de TQM, et le réseau principal intègre ces coûts dans ses propres besoins en produits à titre de coûts associés au TPT.

Opinion de TransCanada

Depuis toujours, tous les coûts associés au TPT sur le réseau TQM ont été intégrés aux besoins en produits globaux du réseau principal et recouvrés au moyen de l'ensemble des droits exigés sur celui-ci. Dans le cadre de la proposition de restructuration, TransCanada a proposé plutôt d'imputer les coûts du TPT sur le réseau TQM uniquement aux services de transport dont le point de départ ou le point de livraison se trouvent physiquement sur ce réseau. Le service intégré du réseau principal en provenance et à destination de points situés sur le réseau TQM serait maintenu.

Plus précisément, TransCanada propose de fixer pour le transport à destination et en provenance de points sur le réseau TQM des droits qui correspondent aux coûts moyens du transport sur le réseau principal jusqu'à Les Cèdres (point d'interconnexion du réseau principal et du réseau TQM) augmentés d'un droit de transport sur le réseau TQM[45]. Le droit TQM prendrait la forme d'un droit timbre-poste et, à ce titre, s'appliquerait de la même manière à chaque unité transportée sur le réseau TQM, indépendamment de la distance parcourue sur celui-ci. Le droit TQM refléterait les coûts nets, connus ou prévus, du TPT sur le réseau TQM (c'est-à-dire le coût du transport excluant les frais associés au service de pression de livraison à East Hereford) et une prévision des déterminants de facturation du service garanti ainsi que des produits discrétionnaires dégagés des services qui utilisent le réseau TQM. Les écarts entre les coûts et les produits réels et prévus seraient redressés dans le droit TQM des années subséquentes. Le droit TQM qui en découlerait en 2012, sur la base de coûts nets de 75 millions de dollars pour le TPT sur le réseau TQM, correspondrait à 0,336 $/GJ.

[45] TransCanada a désigné le point d'interconnexion entre le réseau principal et le réseau TQM sous les noms Saint-Lazare ou Les Cèdres. Les Cèdres est le point relevé dans le Tarif du réseau principal.

Pour mettre en œuvre la proposition, TransCanada proposait de scinder la ZLE de GMIT en deux zones de livraison, ce qui nécessiterait la division de certains des contrats en vigueur. La portion de l'actuelle ZLE de GMIT qui est desservie par des installations de TransCanada formerait la nouvelle ZLE de GMIT; le reste de la zone, situé sur le réseau TQM, formerait la nouvelle ZLE de GMIT-TQM. Le droit TQM s'appliquerait aux volumes acheminés dans la ZLE de GMIT-TQM. D'après les quantités mesurées en 2010, les deux tiers des livraisons à l'actuelle ZLE de GMIT se trouveraient dans la nouvelle ZLE de GMIT-TQM et auraient donc à payer le droit TQM. Celui-ci s'appliquerait aussi aux livraisons à East Hereford et à toutes les réceptions sur le réseau TQM.

Prise isolément de tout autre changement, l'instauration du droit TQM réduirait les droits payés pour tous les services du réseau principal sauf ceux qui utilisent le réseau TQM. TransCanada a montré que pour les services n'utilisant pas TQM, la réduction du droit en 2012, calculée à partir des droits du SQ, serait d'environ 3 % en moyenne, ou comprise entre 0,01 $/GJ et 0,12 $/GJ (entre 2 % et 5 %) selon le parcours de transport. D'après le barème de droits de la proposition de restructuration, le rejet de la proposition relative à TQM se traduirait par une augmentation des droits de 2012 d'environ 0,01 $/GJ à 0,03 $/GJ (entre 2 % et 15 %) pour les services n'utilisant pas le réseau TQM. Dans le cas des services utilisant celui-ci, les données pour les parcours présentés par TransCanada indiquent que la proposition hausserait les droits de 2012, calculés suivant le scénario du SQ, d'environ 0,01 $/GJ à 0,37 $/GJ (entre 0 % et 118 %). Sous le régime de la proposition de restructuration, le rejet de la proposition relative à TQM réduirait les droits de 2012 pour ces services d'environ 0,17 $/GJ à 0,27 $/GJ (entre 14 % et 42 %). TransCanada a soutenu qu'au lieu d'examiner isolément l'impact sur les services utilisant le réseau TQM, il convient d'apprécier la proposition relative à TQM dans le contexte de l'ensemble de la proposition de restructuration, ce qui donnerait des droits dans le secteur de service de TQM qui sont généralement inférieurs à ceux qui existent sous le régime du SQ, ou semblables à ceux-ci.

TransCanada a reconnu que l'Office, dans la décision RH-3-86, a expressément rejeté les propositions d'intervenants visant à recouvrer les coûts du TPT sur le réseau TQM uniquement auprès des expéditeurs qui utilisent ce réseau. Elle a soutenu, cependant, que sa proposition est convenable aujourd'hui, compte tenu des circonstances et des perspectives actuelles.

Lorsque le traitement intégré des coûts du TPT sur le réseau TQM a été mis en œuvre initialement, presque toutes les livraisons à destination de Québec représentaient du transport à grande distance à partir d'Empress, en Alberta. Toutefois, depuis 1999, la part du transport à courte distance s'est fortement accrue dans la demande contractuelle vers la ZLE de GMIT et East Hereford, passant d'environ 24 % en 1999 à environ 70 % en 2011. Il s'ensuit que les livraisons à TQM transitent moins par le réseau principal et contribuent moins à accroître ses déterminants de facturation Selon TransCanada, environ 40 % seulement des coûts du TPT sur le réseau TQM sont recouvrés actuellement auprès d'expéditeurs qui utilisent directement ce réseau, et cette proportion diminue au fil du temps.

TransCanada a aussi souligné que le réseau principal, par le passé, n'était pas exposé aux mêmes pressions tarifaires et menaces concurrentielles qu'il ne l'est aujourd'hui. Elle a soutenu que la proposition favoriserait une meilleure imputabilité des coûts et traduirait mieux le principe de la

causalité des coûts et de l'utilisateur-payeur; ceci, en retour, améliorerait les signaux de prix concernant la capacité du réseau principal, comme le veut le principe de l'efficience économique préconisé par l'Office. TransCanada a affirmé, de plus, que l'élimination de l'interfinancement des services réduirait les risques de contournement du réseau principal. Le fait de donner des signaux de prix plus justes ou efficients pourrait aider le réseau principal à soutenir la concurrence sur le marché dans un contexte où le transport à courte distance prédomine et pourrait prendre plus d'ampleur lorsque la production du bassin Marcellus se matérialisera.

Faisant allusion à la dernière instance dans laquelle elle a défendu activement un traitement tarifaire intégré des coûts du TPT sur le réseau TQM, soit au cours de l'audience RH-1-2007 concernant le dossier Gros-Cacouna[46], TransCanada a souligné que les attentes étaient fondamentalement différentes à ce moment-là par rapport à aujourd'hui. En particulier, au moment de l'instance RH-1-2007, on s'attendait à ce que de nouvelles installations d'importation de GNL soient raccordées au réseau TQM, procurant de nouveaux approvisionnements à celui-ci et au réseau principal. Il en aurait résulté un usage multifonctionnel et bidirectionnel du réseau TQM. Aujourd'hui, il n'y a pas d'expectatives du genre, et le TPT sur le réseau TQM demeurera probablement un prolongement des services du réseau principal pour les livraisons dans l'Est, utilisé par un petit sous-groupe d'expéditeurs du réseau principal. TransCanada a indiqué que les perspectives actuelles touchant les schistes d'Utica au Québec, dont la mise en valeur en est encore à ses tout débuts et risque d'être l'objet d'un moratoire sur le forage, ne justifient pas le maintien d'une tarification intégrée des services du réseau TQM. Elle a soutenu que l'à-propos de la tarification intégrée des services de TQM pourrait être réévalué plus tard si une production considérable de gaz au Québec, de l'ordre de 1 Gpi^3/j (28,3 Mm^3/j), venait alimenter le réseau principal. Cependant, TransCanada ne s'attend pas à ce que cela se produise un jour.

Pour ce qui est de proposer un traitement tarifaire différent pour le TPT sur le réseau TQM, par opposition au TPT sur les réseaux GLGT et Union, TransCanada a soutenu que la capacité de TPT sur le réseau TQM a des caractéristiques uniques. Les arrangements de TPT sur GLGT et Union sont nécessaires pour fournir une portion importante des services du réseau principal à des marchés divers et représentent, sur le plan fonctionnel, des doublements opérationnels du réseau principal. En revanche, le TPT sur le réseau TQM n'est utilisé que pour fournir un service à destination et en provenance de points situés dans la portée géographique de TQM à l'extrémité est du réseau principal, et les utilisateurs du réseau TQM sont clairement identifiables. TransCanada a aussi relevé d'autres caractéristiques distinctives, comme l'utilisation commerciale bidirectionnelle du TPT sur les réseaux GLGT et Union.

TransCanada a conclu que ces facteurs, et spécialement l'évolution des habitudes contractuelles, le contexte commercial d'aujourd'hui et le fait que la capacité de TPT sur le réseau TQM n'est utilisée qu'à certains endroits et par certains utilisateurs, font qu'il n'est plus approprié d'intégrer les coûts du TPT sur le réseau TQM aux coûts de l'ensemble du réseau principal.

---

[46] Office national de l'énergie, RH-1-2007, *Motifs de décision*, TransCanada PipeLines Limited, Demande relative au point de réception de Gros-Cacouna, juillet 2007.

Opinions des intervenants

APPrO

Comme il est exposé dans la section 11.2, l'APPrO propose de facturer un supplément pour les services de TPT de sorte que les coûts en soient imputés directement aux expéditeurs qui utilisent une capacité de TPT donnée. Par conséquent, l'APPrO était en faveur du droit TQM proposé par TransCanada.

ACIG

L'ACIG a soutenu que le droit supplémentaire proposé dans le cas du réseau TQM a un caractère punitif et qu'il impose des coûts nouveaux très importants à un groupe relativement peu nombreux d'utilisateurs captifs du réseau principal, sans conférer de nouveaux avantages en contrepartie. L'ACIG a souligné que le réseau TQM et le réseau principal restent intégrés et que le gaz de schiste d'Utica pourrait accroître l'intégration opérationnelle des deux réseaux. Cependant, elle a reconnu pendant la dernière moitié de l'audience qu'il était maintenant peu probable que la production commerciale de gaz à partir des schistes d'Utica au Québec se développe dans les cinq prochaines années.

ANE

ANE s'est opposée à la proposition de TransCanada concernant le réseau TQM. Elle a soutenu que le TPT sur le réseau TQM ne diffère en rien des services de TPT obtenus sur les réseaux GLGT et Union en ce sens qu'ils permettent tous à TransCanada de desservir des endroits où il aurait fallu autrement construire de nouvelles installations. De plus, le service intégré offert à destination de points desservis par le réseau TQM génère des produits pour le réseau principal. ANE a argué, en outre, que des volumes considérables de gaz du BSOC sont encore livrés à Dawn grâce aux services à grande distance, si bien que, même si Gaz Métro passe au transport à courte distance, il est faux de dire que le marché du Québec n'est plus approvisionné par du gaz transporté grâce au service à grande distance.

ANE a souligné que l'on ferait une distinction injuste en faisant du réseau TQM la seule partie du réseau principal intégré à être l'objet d'une tarification particulière, fondée sur l'endroit, affirmant que le changement représenterait une dérogation non justifiée à une approche réglementaire de longue date.

EZM

Les EZM se sont opposés à la proposition de TransCanada concernant le TPT sur le réseau TQM, soulignant qu'elle déroge à l'article 62 de la Loi sur l'ONÉ. Ils ont soutenu qu'il en résulterait des droits qui ne sont ni justes ni raisonnables, et qui créent une distinction injuste. Ils ont indiqué, de plus, que le droit TQM causerait des différences entre les droits facturés en divers points du marché de la région métropolitaine de Montréal « dans des circonstances et conditions essentiellement similaires » pour des « transports de même nature sur le même parcours »[47].

---

[47] Ces propos reflètent le libellé de l'article 62 de la Loi sur l'ONÉ.

L'île de Montréal, qui représente environ le tiers du marché de Gaz Métro, est approvisionnée actuellement au moyen de deux stations de comptage comprises dans des installations qui appartiennent à TQM et d'une station de comptage faisant partie des installations de TransCanada. Une quatrième station, qui fait aussi partie des installations de TransCanada, recommencera à desservir l'île de Montréal une fois achevés certains travaux d'entretien et de réparation.

Par conséquent, les EZM ont allégué que, suivant la proposition de TransCanada, le gaz approvisionnant l'île de Montréal serait tarifé à des taux fort différents selon la station de comptage par laquelle il arrive. À titre d'exemple, pour des livraisons à partir de Dawn, le droit serait d'environ 0,31 $/GJ (72 %) de plus si le gaz arrivait par la station Boisbriand plutôt que par la station Saint-Mathieu, même si Boisbriand est 9 km plus proche du point d'interconnexion entre TQM et le réseau principal. Les EZM ont souligné qu'ils considèrent la région métropolitaine de Montréal comme un seul marché et que, suivant la proposition, les entreprises consommatrices de la rive Nord et de la rive Sud se trouveraient à payer des droits différents tout en se livrant une concurrence directe. Le résultat serait contraire au principe de la loi du prix unique qui sous-tend l'établissement des droits, principe qu'un des témoins de TransCanada a évoqué.

Les EZM ont indiqué que le réseau TQM a toujours été vu comme une partie intégrante du réseau principal pour l'établissement des droits et la passation de contrats. Ils ont cité des arguments que TransCanada a avancés à la défense de la tarification intégrée des services de TQM au cours de l'instance RH-1-2007 et laissé entendre que TransCanada écarte aujourd'hui des arguments dont elle s'est servie par le passé pour justifier le traitement tarifaire intégré des droits du TPT sur le réseau TQM. Les EZM ont aussi souligné que TransCanada continue à gérer l'exploitation de TQM, comme elle le fait depuis 2003, et qu'elle exploite les deux réseaux et coordonne leurs services de manière à répondre à leurs besoins globaux, au meilleur prix possible, comme s'il s'agissait d'un réseau unique. Ils en ont conclu que les motifs qui militaient antérieurement en faveur de la tarification intégrée sont encore justifiés par les faits et les circonstances actuels.

Les EZM ont contesté l'idée que la tendance croissante à utiliser des contrats de transport à courte distance pour acheminer le gaz vers le réseau TQM justifie l'adoption d'une tarification fondée sur une application stricte du principe de la causalité des coûts et de l'utilisateur-payeur. Ils ont indiqué qu'adopter cette philosophie signifierait également qu'aucun parcours de transport à courte distance dans l'Est ne devrait inclure des coûts associés à des installations qui font partie des segments des Prairies ou de la CNO. Si l'on pousse le raisonnement plus loin, cela voudrait dire que les coûts associés à des installations qui ne sont plus utilisées ne devraient pas être recouvrés auprès des expéditeurs, quels qu'ils soient, puisque cela irait à l'encontre du principe de l'utilisateur-payeur, appliqué à l'échelon des installations. Les EZM ont déclaré que la contradiction avec l'approche que TransCanada adopte à l'égard d'autres parties de son réseau intégré est un indice évident qu'elle fait des distinctions injustes dans l'application des principes d'établissement des droits.

Les EZM ont fait remarquer que l'Office, dans sa décision RH-1-72, a exposé clairement le raisonnement qui a toujours soutenu la pratique de la tarification intégrée à l'échelle du réseau

principal. Ils ont résumé ce raisonnement comme le principe voulant que, parce que tous les clients d'un réseau intégré tirent parti des avantages procurés par les installations du réseau, ils devraient tous participer aux coûts desdites installations. Ce raisonnement vient en partie de ce que l'on reconnaît que les économies d'échelle réalisés dans des parties en amont d'un réseau n'existeraient pas en l'absence des segments en aval. Les EZM ont souligné que tous les pipelines comportent une zone terminale, comme le réseau TQM, et que la proposition de TransCanada concernant TQM attaque les principes à la base de la tarification intégrée.

Sur la question de la division proposée de la ZLE de GMIT en deux zones de livraison, les EZM avaient des préoccupations au sujet de l'effet de la proposition sur la capacité de Gaz Métro d'équilibrer ses charges (autrement dit, limiter ses retraits du réseau principal intégré aux quantités qu'elle a commandées, dans les marges de tolérance voulues). Ils ont indiqué que la séparation de la ZLE de GMIT en deux parties voudrait dire que Gaz Métro serait obligée d'équilibrer les charges dans chaque zone, indépendamment l'une de l'autre. Ils ont fait valoir que tous les outils d'équilibrage de charge de Gaz Métro dans sa zone de desserte sont situés dans la ZLE GMIT-TQM proposée, intégralement (comme c'est le cas des deux sites de stockage souterrains), ou en partie (comme l'usine de GNL). Ils ont indiqué, par conséquent, que la division de l'actuelle ZLE de GMIT priverait Gaz Métro des avoirs dont elle a besoin pour satisfaire aux exigences du Tarif du réseau principal.

Gaz Métro

En réponse aux prétentions de TransCanada selon lesquelles le réseau principal subventionne les expéditeurs du réseau TQM, Gaz Métro a déclaré que telle est la situation depuis la création du réseau TQM et que tous les services de TPT souscrits par le réseau principal comportent une part d'interfinancement. Elle a ajouté que les expéditeurs qui utilisent le réseau TQM actuellement payent une plus grande part des coûts de ce réseau que ce n'était le cas à l'époque de l'instance RH-3-86, lorsque TransCanada a appuyé, et l'Office a entériné, le traitement tarifaire intégré des coûts du TPT sur le réseau TQM. D'après la preuve que TransCanada a produite à la présente instance, les expéditeurs utilisant les services de TQM ne payent actuellement qu'environ 40 % des coûts du TPT sur le réseau TQM, mais Gaz Métro a rappelé que, durant l'audience RH-3-86, des intervenants avaient soutenu que la proportion à ce moment-là était plutôt 20 %. Gaz Métro a aussi affirmé que la solution de rechange de TransCanada (décrite ci-dessous), qui consiste à exiger un supplément de droit dans l'actuelle ZLE de GMIT, au lieu de diviser cette dernière en deux parties, donnerait également lieu à des distinctions injustes.

Tenaska

Tenaska s'est opposée à la proposition de TransCanada concernant le TPT sur le réseau TQM. Elle a soutenu que le réseau TQM a été conçu et construit simplement à titre de prolongement et que le traitement tarifaire en vigueur reflète ce fait, en tarifant les services de TQM de la même manière que les autres installations du réseau principal. Tenaska a soutenu qu'une même approche en matière de tarification devrait être appliquée uniformément à la grandeur du réseau, et que si une tarification par segment n'est pas utilisée dans le reste du réseau, elle ne devrait pas l'être dans le cas du réseau TQM. Tenaska a laissé entendre que le coût unitaire élevé du transport sur le réseau TQM tient probablement au fait que le prolongement de TQM jusqu'au

point d'exportation d'East Hereford est fortement sous-utilisé. Tenaska a soutenu qu'il n'est pas juste d'en faire payer le coût uniquement aux clients de Gaz Métro.

Ontario

L'Ontario était en faveur de la proposition de TransCanada concernant le TPT sur le réseau TQM. Soulignant la transition à des contrats de transport à courte distance pour les livraisons aux marchés de l'Est et le fait que c'est le transport sur le réseau TQM qui occasionne le plus haut degré d'interfinancement dans le réseau principal, l'Ontario a fait valoir que la proposition permettrait un meilleur alignement entre la tarification des coûts du TPT sur le réseau TQM et la clientèle qui utilise ce service.

Québec

Le Québec était fortement opposé à la proposition de TransCanada concernant le TPT sur le réseau TQM. Il a souligné que le réseau TQM a toujours été traité de la même façon depuis ses débuts, qu'il conserve son caractère intégré et que les services offerts sur le réseau TQM sont identiques à ceux du reste du réseau principal. Le Québec conteste la prémisse que de minuscules réductions des droits dans le cas des services du réseau principal qui n'utilisent pas le réseau TQM pourraient rehausser la viabilité du réseau principal, tandis que des majorations des droits de plus de 0,30 $/GJ pour les services sur TQM seraient admissibles. Le Québec a avancé que c'est essentiellement l'inverse de ce que TransCanada propose à l'égard des droits liés à la pression de livraison à East Hereford.

Réplique de TransCanada

TransCanada a reconnu qu'il existe une certaine intégration opérationnelle entre le réseau principal et le réseau TQM, indiquant que les deux sont conçus comme des réseaux intégrés et exploités comme tels. Cependant, contrairement au TPT sur les réseaux GLGT et Union, les expéditeurs qui se prévalent du service de TPT sur le réseau TQM sont clairement identifiables et distincts des autres utilisateurs, et ils engendrent des coûts qui sont aussi très identifiables et distincts de ceux des autres expéditeurs du réseau principal. Qui plus est, le TPT sur le réseau TQM représente un prolongement des services du réseau principal, plutôt qu'un doublement opérationnel.

TransCanada a indiqué que les EZM ne reconnaissent pas que les circonstances ont changé à l'échelle de tout le réseau principal, et plus particulièrement dans le cas des volumes acheminés sur le réseau TQM. Elle a noté que le subventionnement des services de ce réseau n'était pas un problème important par le passé à l'époque où le réseau principal subissait moins la pression de la concurrence, proposait des droits moins élevés et acheminait la plus grande partie de ses livraisons aux termes de contrats à grande distance.

En outre, TransCanada n'était pas d'accord que la proposition contreviendrait aux exigences de l'article 62 de la Loi sur l'ONE, à savoir que « Tous les droits doivent [...] dans des circonstances et conditions essentiellement similaires, être exigés de tous, au même taux, pour tous les transports de même nature sur le même parcours. » Elle a soutenu que, parce que les

droits varieraient en fonction de l'endroit où le gaz est livré et, plus particulièrement, selon que les services du réseau TQM soient utilisés ou non, la proposition donnerait lieu à des droits différents « pour des mouvements de même ordre sur des parcours différents », selon les termes employés par l'Office dans la décision RH-4-86.

Pour ce qui concerne l'écart d'environ 0,314 $/GJ entre les droits de transport vers différents points de la région de Montréal, TransCanada a souligné qu'il s'agit d'une distinction équitable parce qu'elle reflète la causalité des coûts. Elle a indiqué, néanmoins, qu'il y aurait deux moyens d'y remédier aisément. Un moyen serait que Gaz Métro cumule ses propres coûts liés aux services qu'elle obtient sur le réseau principal intégré et les impute à ses clients comme bon lui semble. Elle pourrait alors supprimer les écarts entre les droits du réseau principal au moyen des tarifs facturés à ses clients. La deuxième solution consisterait à laisser intacte l'actuelle ZLE de GMIT et à exiger un supplément de droit pour tous les volumes qui circulent dans la [plus grande] ZLD (à l'exception des livraisons à Napierville et Philipsburg). TransCanada a indiqué que l'approche est acceptable et qu'elle serait disposée à l'adopter si l'Office avait de sérieuses réserves au sujet du risque de créer des distinctions injustes. Comparativement à sa proposition, cette solution serait plus simple à administrer, en partie parce qu'elle n'exige qu'une seule entente d'équilibrage. De plus, elle évite le problème d'éventuelles distinctions injustes. Cependant, TransCanada préconisait malgré tout de diviser la ZLE de GMIT en deux zones, cette solution étant celle qui traduit le mieux le principe de la causalité des coûts et de l'utilisateur-payeur.

Opinion de l'Office

Comme l'ont fait valoir TransCanada et les intervenants, le réseau TQM a toujours été traité comme une composante du réseau principal intégré, et les deux réseaux sont encore intégrés sur le plan de l'exploitation et des services. Suivant cette approche de longue date concernant l'intégration des deux réseaux, le réseau TQM, depuis le moment de sa mise en service, a constitué l'extrémité est du réseau principal intégré. Comme l'ont indiqué les EZM, un pipeline de transport comporte généralement, sinon toujours, une zone terminale et l'approche intégrée de la tarification et de la répartition des coûts repose en partie sur la reconnaissance du fait que les installations en aval contribuent à créer des économies d'échelle pour les installations en amont.

À terme, les circonstances pourraient militer en faveur de la segmentation tarifaire de tout le réseau principal, et cette possibilité future a été l'objet d'un débat de haut niveau pendant l'instance, mais nous hésitons à l'appliquer uniquement à la partie la plus à l'est du réseau intégré. La désaffection du transport à grande distance en faveur du service à courte distance est un changement important à notre avis, et nous constatons que le phénomène est loin d'être limité aux volumes qui empruntent le réseau TQM. Au contraire, la tendance se voit assez largement dans tout le réseau, mais TransCanada propose néanmoins de conserver la tarification intégrée pour l'ensemble du réseau principal intégré, à l'exception du réseau TQM. Dans le contexte de l'approche intégrée de la tarification du réseau principal, nous ne sommes pas convaincus qu'il faille donner une grande importance à l'argument de TransCanada voulant que la proposition relative à

TQM renforce l'adhésion au principe de l'utilisateur-payeur. Nous réitérons le point de vue que l'Office a exprimé au cours de l'instance RH-3-86[48] :

> L'Office est d'accord pour dire qu'il importe d'éviter dans toute la mesure du possible les interfinancements dans la conception des taux. L'ONÉ constate, toutefois, que l'interfinancement est inévitable dans une conception intégrée de taux et que bien qu'il soit souhaitable de l'éviter, il importe par ailleurs de tenir compte d'autres principes comme ceux de l'équité et de l'impartialité.

Nous constatons également que TransCanada propose de conserver une approche intégrée pour l'affectation des coûts associés au TPT sur les réseaux GLGT et Union, mais d'y déroger dans le cas particulier du réseau TQM. Malgré les différences qui existent entre les divers services de TPT utilisés par le réseau principal, il y a aussi des similitudes entre eux, la plus notable étant que chaque arrangement de TPT permet à TransCanada de fournir un service qui aurait autrement exigé la construction d'installations supplémentaires.

Nous admettons que le réseau principal est aux prises avec de fortes pressions concurrentielles et tarifaires. Toutefois, nous remarquons que la proposition relative au TPT sur le réseau TQM, prise isolément, ne permettrait d'obtenir que des réductions assez modestes des droits associés aux services n'utilisant pas le réseau TQM. Nous trouvons inquiétant aussi que pour réaliser ces petites réductions des droits, la proposition engendre des majorations de droits beaucoup plus importantes dans le cas de la plupart des services qui utilisent le réseau TQM. En outre, la proposition diviserait le marché du Québec, créant des différences appréciables entre les droits payés par des clients géographiquement proches dans la région de Montréal, et des difficultés pour Gaz Métro au chapitre de l'équilibrage des charges.

En ce qui touche les deux solutions que TransCanada a mises de l'avant pour apaiser les préoccupations concernant la division de la ZLE de GMIT, aucune de ces suggestions ne nous apparaît convaincante, en raison des preuves limitées à l'appui. Pour ce qui est de la solution voulant que Gaz Métro élimine, au moyen de ses propres tarifs, les écarts entre les droits qui existeraient autrement sur le réseau principal dans son propre secteur de service, cette possibilité n'a pas été examinée en détail durant l'instance. Par exemple, le fait que les droits pratiqués par Gaz Métro échappent à la compétence de l'Office n'a pas été relevé. Du reste, il n'a pas été question non plus de l'effet que cette solution éventuelle pourrait avoir sur la décision de passer des contrats avec Gaz Métro, plutôt que directement avec TransCanada. De même, il y a eu peu de discussions sur l'incidence de la solution du point de vue de l'amélioration présumée de l'adhésion au principe de l'utilisateur-payeur selon les coûts. La solution, en outre, ne traite pas des difficultés causées à Gaz Métro relativement à l'équilibrage des charges. La deuxième solution suggérée, à savoir laisser intacte l'actuelle ZLE de GMIT et étendre le supplément de droit associé au TPT sur le réseau TQM à toutes les installations situées dans la ZLD (autant les installations de TQM que celles de TransCanada), permettrait de résoudre les difficultés liées aux différences entre les droits perçus dans la région de Montréal et à

[48] RH-3-86, p. 97

l'équilibrage des charges de Gaz Métro. Toutefois, à l'instar de la première solution, celle-ci donne encore lieu à un traitement très différent des coûts du TPT sur le réseau TQM par rapport à celui de tous les autres coûts du réseau principal, et ne procurerait que des réductions modestes des droits sur la plus grande partie du réseau principal, tout en imposant des hausses de droits considérables dans la ZLE de GMIT[49]. Qui plus est, comme TransCanada l'a souligné, exiger un supplément TQM pour des services n'utilisant pas les installations de TQM affaiblit l'adhésion au principe de l'utilisateur-payeur selon les coûts, principe sur lequel s'appuyait un des arguments avancés en faveur de la proposition.

Décision

Nous rejetons la proposition de TransCanada concernant le traitement des coûts du TPT sur le réseau TQM.

7.4 Méthode de tarification proposée pour la pression de livraison

À certains points de livraison du réseau principal, à cause de la nature des pipelines d'interconnexion en aval, le Tarif du réseau principal garantit de fournir une pression de livraison minimum plus élevée que celle qui est garantie dans le reste du réseau. À ces endroits (Emerson 1, Emerson 2, Dawn, Niagara, Iroquois, Chippawa et East Hereford), des droits liés à la pression de livraison et un surplus de combustible sont exigés en plus du droit de transport et du combustible habituels. Suivant la méthode de conception des droits actuelle, établie dans le cadre des instances GH-2-87[50] et RH-1-88[51], les droits liés à la pression de livraison et le surplus de combustible connexe sont censés recouvrer le coût des installations et les charges d'exploitation associés à la prestation d'un surcroît de pression aux endroits indiqués. Les droits et le combustible sont calculés séparément pour chaque endroit, compte tenu des coûts et des livraisons propres à chacun.

Opinion de TransCanada

TransCanada a proposé deux changements à la méthode de conception des droits liés à la pression de livraison. Le premier, et le plus important, consiste à établir pour l'ensemble du réseau un droit moyen lié à la pression de livraison et un ratio de combustible moyen qui seraient appliqués uniformément à tous les endroits pertinents, au lieu de droits pour pression de livraison et de ratios de combustible particuliers pour chaque endroit. Selon le deuxième changement proposé, il s'agirait d'incorporer dans le calcul des droits liés à la pression de livraison une prévision des produits de l'année suivante tirés de la vente de services discrétionnaires aux endroits offrant le service de pression de livraison, au lieu d'attendre après le fait pour porter les

---

[49] Des renseignements concernant l'incidence sur les droits de la deuxième solution suggérée n'ont pas été versés au dossier. Cependant, nous constatons qu'environ les deux tiers des services à destination de la ZLE de GMIT utilisent actuellement le réseau TQM, d'après les quantités mesurées de l'année de référence 2010.

[50] Office national de l'énergie, GH-2-87, *Motifs de décision*, TransCanada PipeLines Limited, Installations, droits et Tarif, juillet 1988.

[51] Office national de l'énergie, RH-1-88, *Motifs de décision*, TransCanada PipeLines Limited, Droits, novembre 1988.

produits discrétionnaires correspondants au crédit des coûts de l'année suivante propres à l'endroit.

En ce qui concerne la première proposition, TransCanada a indiqué qu'elle continuerait à percevoir un droit supplémentaire au titre du service de pression de livraison aux endroits pertinents, conformément à la détermination faite par l'Office durant l'instance GH-2-87, à savoir que la prestation d'une pression de livraison supérieure est un service distinct qu'il convient de tarifer au moyen d'un supplément. Elle a admis, toutefois, que la proposition supposait un moyennage plus poussé des coûts que dans le cas de la méthode actuelle. Bien que la proposition préserverait le principe des droits fondés sur les coûts et de l'utilisateur-payeur, ce principe n'était pas évoqué comme fondement de la proposition. Celle-ci s'appuyait plutôt sur les réalités du marché.

TransCanada a soutenu que la chute des livraisons à certains endroits avait fait monter en flèche les droits applicables à la pression de livraison. Il s'ensuit que la conception des droits actuelle dissuade les expéditeurs d'acheminer leur gaz vers certains des points en question. En particulier, TransCanada a souligné la nécessité de remédier à la situation au point d'exportation d'East Hereford, où les livraisons ont chuté à tel point que le droit lié à la pression de livraison est passé de 0,06 $/GJ en 2007 à 0,21 $/GJ en 2011.

TransCanada s'attend à ce que la proposition réduise de façon appréciable les droits liés à la pression de livraison ou les ratios du combustible (ou les deux) aux endroits offrant le service de pression de livraison qui enregistrent une baisse de livraisons, et ce, en contrepartie d'augmentations mineures des droits aux autres endroits offrant ce service. TransCanada a comparé les méthodes actuelle et proposée, en fonction des données de 2011, et a estimé que la hausse la plus importante des droits serait de 0,009 $/GJ, à Dawn, tandis que les deux réductions les plus notables seraient de 0,2046 $/GJ, à East Hereford, et 0,0212 $/GJ, à Chippawa. De plus, elle a déterminé que Chippawa et Iroquois tireraient le plus parti de la modification du ratio du combustible (avec des baisses estimatives de 1,10 % et de 0,45 %, respectivement), tandis que l'augmentation du ratio du combustible à d'autres endroits ne dépasserait pas 0,24 %. TransCanada a aussi indiqué que, d'après les données de 2011, le droit non rajusté lié à la pression de livraison atteindrait 0,2152 $/GJ à East Hereford, dépassant de plus de 0,18 $/GJ le deuxième droit le plus élevé, enregistré à Chippawa. TransCanada a reconnu que sa proposition avait pour but d'éviter une spirale des droits liés à la pression de livraison.

TransCanada a indiqué, en outre, que la proposition apporterait plus de stabilité à tous les endroits offrant le service de pression de livraison pour ce qui concerne les droits liés à la pression de livraison et les ratios de combustible.

En ce qui a trait à la deuxième proposition, c'est-à-dire incorporer une prévision des produits tirés des services discrétionnaires dans le calcul des droits liés au service de pression de livraison, au lieu de créditer ces produits après le fait, TransCanada a indiqué que le changement serait compatible avec le mode de calcul d'autres droits du réseau principal. Pour mettre en œuvre le changement, l'année 2012 serait utilisée comme année de transition, et le calcul du droit lié à la pression de livraison tiendrait compte à la fois des produits discrétionnaires reportés de 2011 et d'une prévision des volumes discrétionnaires de 2012. TransCanada a indiqué que le

mécanisme de l'année de transition donnerait un droit moyen pour pression de livraison de 0,0087 $/GJ en 2012; celui-ci aurait atteint 0,0124 $/GJ en l'absence du crédit additionnel de produits discrétionnaires de 2011 appliqué, exceptionnellement, au coût du service de pression de livraison de 2012.

Opinion des intervenants

ANE était en faveur des propositions de TransCanada concernant la pression de livraison. Elle a indiqué que la méthode de calcul actuelle se traduit à certains endroits par de fortes augmentations des droits liés à la pression de livraison, qui peuvent limiter les livraisons futures dont le réseau profiterait autrement. Elle a souligné qu'à lui seul, le droit pour pression de livraison exigé à East Hereford est l'équivalent de ce qu'il en coûte pour transporter du gaz sur une distance de 325 km dans le réseau principal, et qu'il importe d'en modifier la méthode de calcul afin de prévenir les effets indésirables d'une spirale tarifaire aux endroits qui enregistrent de faibles livraisons.

BP a soutenu que la proposition de TransCanada est contraire aux bons principes de réglementation et qu'il convient de la rejeter.

Les EZM se sont opposés à l'idée de fixer le droit lié à la pression de livraison au même niveau à tous les endroits où il est perçu. Ils ont soutenu que cela va à l'encontre du principe de la causalité des coûts et que le partage de coûts ne devrait être permis que dans les cas où on ne peut pas définir précisément l'origine des coûts.

Opinion de l'Office

La méthode de tarification actuelle du service de pression de livraison donne lieu à des droits pour pression de livraison exceptionnellement élevés à East Hereford. Nous estimons que maintenir la méthode actuelle reviendrait à négliger un problème important qui sévit à East Hereford et qui pourrait se manifester également à d'autres endroits qui perçoivent un droit pour pression de livraison, selon la configuration future des expéditions. Nous sommes d'accord pour dire qu'un droit très élevé lié à la pression de livraison à un endroit en particulier pourrait dissuader les expéditeurs d'acheminer leurs volumes à cet endroit, et provoquer une spirale tarifaire localisée.

Par conséquent, nous trouvons qu'il est raisonnable et approprié de recourir davantage aux coûts moyens pour établir les droits liés à la pression de livraison et les ratios du combustible. Dans les circonstances actuelles, l'étalement des coûts associés au service de pression de livraison parmi tous les endroits offrant ce service demeure conforme au principe de l'utilisateur-payeur, tout en supprimant un obstacle qui priverait autrement le réseau principal de livraisons qui augmenteraient ses produits et les déterminants de facturation.

Pour ce qui est de la proposition d'incorporer une prévision du débit lié à la pression de livraison dans le calcul des droits correspondants, nous constatons qu'aucune des parties n'a manifesté d'opposition et que la proposition serait alignée sur le mode de calcul

habituel des droits. Nous trouvons que la proposition, et le mécanisme de transition en 2012, sont appropriés.

Décision

Les droits liés à la pression de livraison et les ratios du combustible seront calculés de la manière que propose TransCanada.

7.5 Compte d'ajustement à court terme

Une grande partie des coûts et des produits du réseau principal sont associés à des comptes de report. Pour ces éléments, les différences entre les coûts et les produits réels et prévus d'une année sont normalement comptabilisées dans le compte de report correspondant, dont le solde accumule des intérêts courus jusqu'à ce qu'il soit liquidé par incorporation aux droits de l'année suivante.

Opinion de TransCanada

TransCanada a proposé de créer un CACT afin d'étaler le recouvrement des soldes des comptes de report sur cinq ans, au lieu d'un seul, et favoriser ainsi une plus grande stabilité des droits. À la fin de chaque exercice, tous les soldes des comptes de report seraient liquidés en portant un montant cumulatif compensatoire au CACT. Le montant comptabilisé dans le CACT dans un exercice donné serait amorti sur une période de cinq ans.

TransCanada a soutenu que les soldes des comptes de report ont grossi récemment à cause de l'importance relative accrue des produits des services discrétionnaires dans le réseau principal, ceux-ci étant plus difficiles à prévoir que les produits du service garanti. Elle a fait remarquer que la température et des événements tels que des ouragans figurent au nombre des facteurs qui peuvent influer sur les produits discrétionnaires. TransCanada a soutenu que, comme elle l'a montré pour la période de 2004 à 2010, les montants cumulatifs des reports annuels sont souvent de grosses sommes, mais l'écart moyen calculé sur plusieurs années tend à être beaucoup plus petit. Par conséquent, l'étalement du recouvrement des sommes reportées sur une longue période pourrait atténuer les fortes variations des droits du réseau principal et ainsi l'aider à attirer de nouveaux contrats ou à conserver les contrats existants.

TransCanada a indiqué qu'elle solliciterait l'approbation des montants précis à ajouter dans le CACT au moment de demander l'approbation de ses droits définitifs annuels, et que le CACT ferait partie de la base tarifaire. La première approbation du genre serait obtenue au moment d'établir les droits définitifs de 2014. TransCanada a expliqué que sa proposition concernant l'ajout d'une somme de 100 millions de dollars dans un CALT, décrit ci-dessous, rend l'utilisation du CACT moins nécessaire pour les reports de 2011 et que, parce qu'elle sollicitait l'approbation des droits définitifs de 2013 durant la présente instance, il ne lui serait pas possible de comptabiliser les manques à gagner de 2012 dans le CACT en 2013. Par conséquent, la somme ajoutée au CACT en 2014 refléterait les manques à gagner de 2012 et 2013.

Opinions des intervenants

L'APPrO a souligné que TransCanada avait présenté des motifs convaincants en faveur de l'étalement des reports annuels sur cinq ans, mais qu'il faudrait ajouter le manque à gagner de 2011 dans le CACT.

L'APPrO a aussi recommandé que le CACT n'accumule pas d'intérêts. Cela inciterait TransCanada à réduire au minimum les sous-recouvrements en menant ses affaires avec toute l'efficacité possible et en maximisant ses produits discrétionnaires. Cela voudrait dire également que TransCanada assumerait une part des coûts liés au manque à gagner de 2011, en plus de réduire encore davantage l'ampleur des variations annuelles des droits causées par les reports.

Le GEO se préoccupait de l'absence de plafond pour le CACT et, d'une manière générale, des reports de coûts du réseau principal.

Les EZM étaient en faveur d'un CACT qui serait amorti sur trois ans, au lieu de cinq, et qui serait utilisé pour la première fois en 2013, au lieu de 2014. Une période d'amortissement plus courte limiterait le subventionnement intergénérationnel et permettrait de bien positionner TransCanada face à l'évolution future du marché.

Tenaska soutenait la proposition relative au CACT, insistant sur l'importance de la stabilité des droits.

L'Ontario a dit craindre que le CACT et le CALT n'émoussent le principe de la causalité des coûts et de l'utilisateur-payeur. Il a toutefois accepté les deux propositions de TransCanada en raison des circonstances atténuantes.

Opinion de l'Office

À notre avis, l'étalement des reports annuels sur plus d'un an se justifierait dans l'optique d'atténuer les variations annuelles des droits du réseau principal. Cependant, nous croyons qu'en raison de notre décision d'instaurer des droits fixes pluriannuels et d'instaurer le compte des CASD, décrit au chapitre 12, le CACT n'a pas de raison d'être à l'heure actuelle. Pour cette raison, nous n'entérinons pas l'établissement du CACT.

Décision

Nous refusons la demande de TransCanada relative au CACT.

7.6 Compte d'ajustement à long terme

Opinion de TransCanada

TransCanada a proposé la création d'un CALT pour ramener les droits de 2012 aux niveaux escomptés à long terme et rehausser la compétitivité du réseau principal à court terme, dans

l'espoir que la conjoncture du marché pourrait être plus propice au recouvrement des coûts dans les années ultérieures. TransCanada verserait 100 millions de dollars dans le CALT en 2012. Le compte serait ajouté à la base tarifaire du réseau principal et amorti dans des périodes futures au taux composite d'amortissement du réseau principal[52]. Le report du recouvrement de 100 millions de dollars au moyen du CALT réduirait les besoins en produits de 2012 d'environ 130 millions de dollars, une fois pris en compte l'effet de l'impôt sur les bénéfices et du rendement. Les besoins en produits seraient augmentés dans les années subséquentes au fur et à mesure de l'amortissement du CALT.

TransCanada a indiqué que le choix du montant précis de 100 millions de dollars et de la période d'amortissement sont des questions de jugement. Ces choix étaient motivés par le désir de réduire immédiatement les droits et d'éviter d'importants transferts de coûts intergénérationnels. TransCanada a laissé entendre que l'effet intergénération de la proposition n'est pas inquiétant dans le contexte de la base tarifaire de quelque 6,2 milliards de dollars du réseau principal.

TransCanada a souligné qu'elle faisait une importante contribution par le biais du CALT en reportant des flux de trésorerie. Comme il s'agirait en quelque sorte d'un investissement dans le réseau principal, tout comme une canalisation ou de l'équipement de compression, le CALT serait amorti sur une durée semblable.

Opinions des intervenants

L'APPrO a accepté la proposition de TransCanada concernant le CALT, sans préciser ses motifs.

L'ACPP était d'accord pour qu'un CALT soit ajouté dans la base tarifaire et amorti au taux composite d'amortissement du réseau principal. Cependant, elle a recommandé que d'autres montants soient ajoutés dans le CALT. Outre le report de 100 millions de dollars en 2012 proposé par TransCanada, elle a suggéré que tout manque à gagner de produits en 2012 soit aussi ajouté dans le CALT en 2013. L'ACPP avait d'abord estimé ce manque à gagner à 183 millions de dollars, mais elle l'a réévalué plus tard à un montant nul à la lumière de renseignements plus à jour. L'ACPP proposait aussi qu'une somme additionnelle d'un montant fixe, par exemple 100 millions de dollars, soit ajoutée dans le CALT chaque année, à compter de 2013 jusqu'à l'élimination du solde négatif du CASD qu'elle avait proposé. Cela s'inscrivait dans sa proposition concernant des droits fixes pluriannuels, qui est examinée plus en détail au chapitre 12. L'ACPP a présenté une analyse de l'effet de sa proposition qui indiquait que, si le débit réel du réseau principal égalait la prévision de TransCanada fondée sur le scénario de référence, le dernier ajout de 100 millions de dollars dans le CALT aurait lieu en 2016.

L'ACPP a indiqué que les ajouts supplémentaires proposés dans le CALT avait pour but de modifier les besoins en produits du réseau principal d'un montant à peu près égal à la modification que produirait le virement d'amortissement cumulé proposé par TransCanada, et auquel l'ACPP était opposée. L'ACPP a indiqué que le résultat des ajouts annuels de 100 millions de dollars était semblable, mais pas identique, à celui des virements

[52] La somme de 100 millions de dollars reportée en 2012 serait combinée dans le CALT au solde d'un ajustement existant de 2010. L'ajustement de 2010 était à l'origine un compte de 85 millions de dollars créé pour abaisser les droits définitifs de 2010.

d'amortissement correspondants, et que les montants précis des contributions annuelles au titre du CALT pourraient être rajustés par l'Office pour modifier la période d'utilisation du CASD, ou tenir compte de décisions de sa part qui modifient les besoins en produits du réseau principal par rapport à ce qu'ils sont dans l'analyse de l'ACPP. Elle a affirmé, de plus, que les ajouts qu'elle propose dans le CALT ne présenteraient pas plus de risque pour TransCanada que le report du recouvrement de capital qui résulterait de sa proposition concernant l'amortissement.

L'ACPP a reconnu que les importants reports qu'elle propose d'effectuer au moyen du CALT soulèvent des questions d'équité intergénérationnelle, mais que la proposition de restructuration soulève des problèmes identiques en raison de l'ajout proposé dans le CALT en 2012 et du report de plus de 100 millions de dollars par année en charges d'amortissement. Elle a souligné que sa proposition est préférable parce qu'elle est plus flexible et que les reports pourraient cesser d'être nécessaires près l'élimination du solde du CASD. Elle a soutenu qu'il y a peu de solutions pour réduire les droits à l'heure actuelle et que le report du recouvrement de certains coûts aujourd'hui, dans l'intérêt de la viabilité future du réseau principal, est une mesure inévitable.

Centra a fait valoir qu'il faut réduire les coûts qui sous-tendent les droits du réseau principal, pas simplement les reporter. Pour des clients qui sont en mesure de réduire leur dépendance à l'égard du réseau principal, les reports créeraient une incitation économique à le faire le plus rapidement possible, avant d'avoir à payer leur part du recouvrement des coûts reportés par le truchement des droits. Elle a déclaré que les reports nuiraient au réseau principal et à ses clients, et qu'ils sont contraires à l'intérêt public.

Les EZM s'opposaient à ce que d'autres ajouts soient faits dans le CALT. Selon eux, ils nuiraient à la compétitivité à long terme du réseau principal en incitant des expéditeurs à fuir le réseau pour ne pas être exposés à de futures augmentations des coûts. Ils ont prétendu que la contribution proposée au moyen du CALT serait une cause d'iniquité intergénérationnelle à long terme, et qu'elle va à l'encontre de l'intérêt public et des bons principes en matière d'établissement des droits. Les expéditeurs n'ayant d'autre choix que de dépendre du réseau principal à long terme courraient le risque d'avoir à payer les sommes reportées dans le CALT. Selon les EZM, TransCanada devrait recouvrer ses coûts pendant que des déterminants de facturation subsistent dans le réseau.

Tenaska a invoqué que le report continu de 100 millions de dollars dans le CALT serait problématique, mais que la proposition de TransCanada est acceptable à son avis.

L'Ontario a dit craindre que les reports dans le CACT et le CALT n'émoussent le principe de la causalité des coûts et de l'utilisateur-payeur. Il a toutefois accepté les deux propositions de TransCanada en raison des circonstances atténuantes.

Le Québec n'a pas commenté expressément l'ajout proposé par TransCanada dans le CALT, mais il a dit s'opposer aux propositions d'intervenants qui visent à reporter des coûts à plus tard, y compris au moyen du CALT. Il a avancé que ce genre de solution ne fait que reporter le problème dans le temps alors que la situation pourrait même s'aggraver encore.

Réplique de TransCanada

TransCanada a rejeté l'assertion des EZM voulant que le report proposé de 100 millions de dollars dans le CALT en 2012 était contraire aux bons principes d'établissement des droits. Tout report entraîne un transfert de coûts d'une période à une autre, et le raisonnement des EZM laissait entendre qu'on ne devrait jamais recourir à des reports. En réalité, l'emploi de comptes de report est pratique courante dans le cadre de l'établissement des droits des services publics, et de ceux du réseau principal. L'à-propos d'un report dans des circonstances données dépend du montant des coûts reportés, pondéré en fonction de divers facteurs tels que l'incidence intergénération, les objectifs en matière de politique et l'enjeu de la concurrence. TransCanada a indiqué que si elle ne préserve pas la viabilité économique du réseau principal, les générations futures d'expéditeurs pourraient être privées d'un accès économique à ce réseau.

TransCanada a également écarté l'assertion des EZM selon laquelle le report de 100 millions de dollars dans le CALT inciterait des expéditeurs à quitter le réseau, soulignant que l'incidence estimative à long terme sur les droits était minime.

TransCanada s'opposait à la taille des ajouts que l'ACPP proposait d'effectuer dans le CALT. Elle a reconnu que ces ajouts procureraient des réductions à court terme des droits et des besoins en produits semblables à ceux que produirait sa proposition visant l'amortissement, mais a soutenu que la proposition de l'ACPP consistait à différer le recouvrement de coûts sans justification, tandis que la proposition sur l'amortissement représente une approche fondée sur des principes. Le montant élevé des reports suggérés par l'ACPP aggrave considérablement les craintes concernant l'équité intergénérationnelle. De plus, comme il est exposé plus en détail au chapitre 12, TransCanada a laissé entendre que l'ampleur des reports qui seraient effectués dans le cadre de la proposition de l'ACPP concernant les droits fixes pluriannuels, au moyen du CALT et du CASD, met en cause le pacte réglementaire.

Opinion de l'Office

D'une manière générale, nous croyons que le report de coûts devrait être évité dans la mesure du possible, mais nous convenons avec TransCanada que le caractère approprié d'un report donné dépend d'une série de facteurs. Comme il est exposé plus longuement au chapitre 12, nous estimons qu'il est opportun, dans les circonstances actuelles du réseau principal, de recourir à des reports de coûts considérables. Par conséquent, nous approuvons la création du CALT (et l'ajout dans ce dernier du solde du compte d'ajustement 2010). Nous trouvons également approprié d'incorporer le CALT dans la base tarifaire et de l'amortir dans des périodes futures au taux composite d'amortissement du réseau principal.

Le chapitre 12 expose notre décision concernant les montants qu'il convient d'ajouter dans le CALT.

Décision

Nous approuvons la création du CALT et l'ajout dans celui-ci du solde du compte d'ajustement 2010. Le CALT sera incorporé dans la base tarifaire et amorti au taux composite d'amortissement du réseau principal.

7.7 Calcul de la distance pour les services de transport à grande distance et à courte distance

Le transport sur un grand nombre de parcours du réseau principal peut suivre plus d'un trajet. Aux fins d'établir les droits du réseau principal, TransCanada calcule la distance de transport pour chaque type de service. Sur les parcours à courte distance, la distance de transport est calculée en fonction du trajet le plus court. Dans le cas du service à grande distance, intérieur et à l'exportation, la distance est calculée en fonction du trajet le plus long, minoré des crédits-distance. Ceux-ci sont censés tenir compte du fait que des volumes peuvent emprunter des raccourcis sur bon nombre de parcours du réseau principal. La disponibilité de crédits-distance dans une année donnée dépend des livraisons du réseau et des pratiques contractuelles.

Opinion de TransCanada

TransCanada a proposé de calculer la distance de transport pour les services à grande distance suivant la formule du trajet le plus court, comme elle le fait dans le cas des services à courte distance. Elle a signalé qu'il n'y a pas qu'une seule façon de mesurer la distance parcourue pour les services à grande ou à courte distance du réseau principal étant donné que le gaz peut être acheminé par divers moyens et trajets.

TransCanada a souligné que la méthode des crédits-distance a été conçue il y a longtemps, à une époque où le gros du transport sur le réseau principal se faisait du BSOC vers l'Est. En revanche, la méthode de calcul de la distance applicable au transport à courte distance a été mise au point au début des années 1990 en réponse à la demande de services à courte distance. La formule du trajet le plus court, utilisée pour le transport à courte distance, a été confirmée au cours de l'instance RH-3-2004. TransCanada avait soutenu à ce moment que la formule demeure appropriée à cause du caractère intégré et des réalités complexes du réseau, en raison desquels il est extrêmement difficile de déterminer la distance réelle parcourue par le gaz acheminé sur une courte distance. TransCanada a souligné que les réalités du réseau sont encore plus complexes aujourd'hui, étant donné l'accroissement des sources d'approvisionnement, du recours au transport à courte distance et des expéditions bidirectionnelles. Du reste, ces changements ont rendu la formule des crédits-distance plus arbitraire et moins exacte.

TransCanada a indiqué que pour réduire au minimum le besoin de nouvelles installations, ainsi que les coûts, elle a eu davantage recours à la substitution de volumes et au remaniement des expéditions du réseau afin de répondre à la demande de services à courte distance. Il s'ensuit que la disponibilité de crédits-distance pour les expéditeurs à grande distance, notamment sur le trajet sud GLGT-Union, est moins grande et moins stable qu'auparavant.

TransCanada a souligné que le transport à grande distance et à courte distance n'est pas assuré par un seul moyen ou un parcours réservé. Elle a déclaré qu'adopter une méthode uniforme de calcul de la distance pour les deux types de transport, axée sur le trajet le plus court, favorisera l'efficience économique en donnant des signaux de prix appropriés. La proposition se traduira par plus de transparence et une plus grande stabilité des droits, puisque la disponibilité de crédits-distance varie d'une année à l'autre en fonction des livraisons.

TransCanada a démontré que le changement proposé n'aurait pas un effet notable sur le calcul des distances et les droits sur la plupart des parcours. Comparativement aux calculs de distance de 2011, la distance sur les parcours de transport à grande distance diminuerait d'environ 1 % ou moins dans chacune des zones tarifaires intérieures, et la réduction serait de 4 % à 6 % pour le transport à grande distance vers plusieurs points d'exportation en Ontario et au Québec.

Opinion des EZM

Les EZM se sont opposés à la proposition, affirmant qu'elle était dépourvue de fondement et contraire au principe fondamental de la causalité et de l'imputabilité des coûts. Ils ont soutenu que la méthode du crédit-distance donne une approximation de la distance moyenne de transport dans le cas des services à grande distance, et donc la contribution aux coûts requise de la part des expéditeurs à grande distance. Elle tient compte du fait que le réseau principal peut utiliser le trajet le plus long ou le trajet le plus court un jour donné, ou encore une combinaison de trajets. Les EZM ont reconnu que le transport à courte distance, tout comme le transport à grande distance, peut suivre plus d'un parcours, et ont indiqué qu'ils partaient de la prémisse que la méthode utilisée actuellement par TransCanada pour calculer les distances, tant pour le transport à grande distance que pour celui à courte distance, est fondée sur une approche raisonnable.

Opinion de l'Office

Nous acceptons que les changements importants survenus dans l'utilisation du réseau, notamment l'augmentation du transport à courte distance, du recours à la substitution de volumes et des expéditions bidirectionnelles, ont amoindri l'exactitude, la stabilité et la transparence du système des crédits-distance. De plus, d'une manière générale, il nous semble important d'assurer un traitement uniforme des volumes expédiés à grande distance et à courte distance, à moins de pouvoir justifier convenablement un traitement distinctif. En l'espèce, le facteur clé réside dans le fait que les deux types de transport peuvent emprunter différents trajets. Nous constatons également que la proposition de TransCanada se solderait par une légère amélioration de la stabilité des droits et des changements mineurs aux droits. Pour ces raisons, nous trouvons approprié de calculer les distances du transport à courte distance et à grande distance suivant la formule du trajet le plus court.

Décision

Le calcul de la distance de transport des services à grande distance sera fondé sur la formule du trajet le plus court, telle qu'elle est utilisée pour les services de transport à courte distance.

7.8 Méthode de calcul des centres de charge des zones de livraison de distributeur

Pour calculer la distance de transport jusqu'à une ZLD, TransCanada détermine le centre de charge de celle-ci en fonction des livraisons mesurées à l'intérieur de la ZLD; ceci représente la distance moyenne pondérée parcourue par le gaz livré dans la ZLD. À l'heure actuelle, deux types de centres de charge de ZLD sont utilisés pour calculer les droits du réseau principal. Le premier, qui sert à déterminer le droit lié à la demande, est établi à partir des livraisons mesurées effectuées uniquement pendant la période d'hiver de l'année de référence. Le deuxième, servant à déterminer le droit lié au produit, est établi en fonction des livraisons mesurées annuelles pendant l'année de référence.

Opinion de TransCanada

TransCanada a proposé de fonder le calcul des centres de charge des ZLD uniquement sur les expéditions annuelles. Elle a indiqué que cette approche conviendrait tant pour le droit lié à la demande que pour le droit lié au produit, au cas où l'Office refuserait sa proposition de supprimer la composante liée au produit dans le droit du réseau principal. (Voir la 7.2.1.)

TransCanada a soutenu que les installations ont été construites dans le passé en fonction des exigences de la demande de pointe en hiver. Par conséquent, comme le droit lié à la demande est censé recouvrer les frais fixes, qui se rapportent principalement aux coûts d'immobilisation des installations, il a semblé approprié d'employer les expéditions mesurées de la période d'hiver pour calculer cette composante du droit. En revanche, parce que le droit lié au produit est censé recouvrer les coûts variables associés aux expéditions réelles, son calcul repose sur les expéditions annuelles.

TransCanada a indiqué qu'aujourd'hui, même si les expéditions d'hiver du réseau principal ont tendance à dépasser celles d'été, les besoins du marché durant l'hiver ne sont plus des facteurs déterminants du transport sur le réseau principal vers la plupart des ZLD et que divers acteurs du marché ont besoin de gaz pendant toute l'année. Elle a expliqué que la méthode en usage était censée témoigner du fait que la capacité en hiver constituait la principale contrainte sur les parcours du réseau principal, mais que, maintenant, certains parcours ont des contraintes de capacité durant toute l'année, tandis que d'autres en ont plus l'été que l'hiver. Par conséquent, les centres de charge des ZLD devraient être calculés en fonction des expéditions de toute l'année. Elle a souligné, de plus, que parce que les droits ne sont pas saisonniers, ils devraient reposer sur les quantités mesurées annuelles.

TransCanada a indiqué qu'il n'y a pas de différence notable entre les centres de charge calculés en fonction des expéditions annuelles et des expéditions d'hiver. D'après les données de l'année de référence 2009, l'emploi des expéditions annuelles, au lieu des expéditions d'hiver, réduirait la distance de transport aux centres de charge de la ZLSS de TransGas et de la ZLM de Centram de 4,5 % et 1,5 %, respectivement. Pour toutes les autres ZLD, l'écart pour les distances calculées à partir des expéditions annuelles varierait entre 0,6 % de moins et 0,3 % de plus.

Opinion des intervenants

Les EZM se sont opposés au changement proposé, soulignant qu'elle fait fi du lien établi depuis longtemps entre la causalité et l'imputabilité des coûts fixes, lesquels sont saisis à l'aide des données sur la charge d'hiver. Ils ont soutenu que TransCanada n'a pas tenté de prouver qu'un changement s'est produit quant à la nature de ses coûts fixes ou du rapport entre ces coûts et les courbes d'utilisation hivernales ou annuelles du réseau principal.

TransGas a appuyé le changement proposé, affirmant que le caractère saisonnier qui était traditionnellement représenté n'est plus pertinent.

Opinion de l'Office

Nous convenons avec les EZM qu'il existe un lien reconnu de longue date entre les besoins de pointe en hiver et la causalité des coûts fixes du réseau principal. TransCanada a affirmé que les besoins du marché en hiver ne sont plus les principaux déterminants du transport sur le réseau principal vers la plupart des ZLD, mais elle n'a pas démontré que les besoins de pointe, en particulier, ne sont pas dictés principalement par la demande en hiver, comme par le passé. En fait, nous remarquons que TransCanada a insisté sur l'importance de la demande d'hiver, ou des besoins de pointe en hiver sur le réseau principal, à plusieurs moments au cours de l'instance, par exemple, lorsqu'il s'agissait d'apprécier les produits éventuels tirés de la flexibilité du plancher de soumission pour les services TI et TG-CT, d'évaluer le degré d'utilisation éventuel d'une installation ou d'exposer sa propre vision de l'utilisation future du transport à grande distance sur le réseau principal. Nous croyons que les quantités mesurées durant la période d'hiver devraient servir à déterminer les centres de charge des ZLD. Si le droit lié au produit n'était pas supprimé, cette composante du droit continuerait logiquement à être fondée sur les livraisons mesurées annuelles.

Décision

Les centres de charge des ZLD devraient être calculés en fonction des quantités mesurées de la période d'hiver.

7.9 Distance de transport pour le STS et le STS-L

Le service de transport assorti de stockage (STS) est un service garanti qui permet d'effectuer des injections et des retraits de gaz à des points de stockage. Les titulaires de contrats de STS doivent détenir un contrat de SG correspondant pour le transport à grande distance jusqu'à leur marché ultime. Le STS-L ressemble au STS, mais est conçu pour être utilisé dans le contexte d'une SDL dégroupée. En conséquence, une des différences par rapport au STS réside dans le fait que le titulaire du contrat de STS-L n'a pas besoin d'être le titulaire du contrat de SG à grande distance correspondant. Le STS et le STS-L comportent tous les deux une période contractuelle minimum d'un an et des droits de renouvellement sous forme de SG.

Les droits de ces services sont établis au moyen d'une méthode de calcul de la distance tout à fait unique. En effet, les distances du STS et du STS-L reflètent la différence entre deux distances : la distance d'Empress au lieu de stockage et la distance d'Empress au point de livraison ultime ou au centre de charge de la ZLD.

Opinion de TransCanada

TransCanada a proposé de changer la méthode de calcul des distances de transport du STS et du STS-L pour qu'elle illustre la distance la plus courte entre le point de réception et le point de livraison, ou le centre de charge de la ZLD. Ainsi, les distances de transport du STS et du STS-L seraient calculées de la même manière que celles d'autres services à courte distance, et de la même façon que pour tous les services de transport, en supposant que les autres propositions de TransCanada soient approuvées.

TransCanada a soutenu que la méthode de calcul proposée traduit mieux la distance réelle parcourue, ce qui est approprié puisque le transport associé au STS et au STS-L, sur un parcours quelconque, a la même incidence sur les expéditions du réseau que le SG et est assuré de la même façon à tout moment donné. Étant donné qu'une portion considérable du transport à courte distance dans l'Est emprunte maintenant les mêmes parcours que le STS et le STS-L, TransCanada a fait valoir qu'aux fins d'équité et afin de fonder les droits sur les coûts, il convient maintenant d'uniformiser les méthodes de calcul de la distance.

TransCanada a indiqué que pour la plupart des parcours, la méthode de calcul actuelle et la méthode proposée aboutissent à des distances similaires pour le STS et le STS-L. Toutefois, dans le cas de deux parcours, la méthode en usage sous-estime sévèrement la distance de transport. En particulier, la méthode proposée augmenterait la distance de Parkway à la ZLE d'Enbridge, qui passerait de 163 km à 468 km, et accroîtrait la distance de Parkway à la ZLC d'Enbridge de 5 km à 75 km.

TransCanada a souligné que, dans l'ensemble, le changement proposé ferait augmenter les produits annuels dégagés du STS et du STS-L. Les produits du STS, calculés en fonction des droits définitifs de 2011, auraient atteint 12 millions de dollars de plus selon la méthode proposée, ce qui aurait réduit de 0,018 $/GJ le droit de transport d'Empress à la ZLSO d'Enbridge.

Opinion des intervenants

Les EZM se sont opposés au changement proposé, alléguant qu'il s'agit d'un déplacement non justifié, et donc inapproprié, de la responsabilité pour les coûts dans le réseau. Ils ont déclaré que dire simplement qu'il y a deux méthodes différentes de calcul des distances ne suffit pas pour justifier le changement. Ils ont laissé entendre que le fait que les méthodes actuelle et proposée aboutissent à des distances semblables confirme la validité de la méthode en usage. Les EZM ont indiqué qu'une analyse plus rigoureuse s'imposait pour justifier un tel changement.

Opinion de l'Office

Nous n'acceptons pas la prétention des EZM qu'une analyse plus rigoureuse est nécessaire pour étayer le changement proposé. Selon nous, la preuve produite démontre que les services STS et STS-L ont la même incidence dans le réseau que d'autres services de transport garanti à courte distance. Par conséquent, il convient d'utiliser pour le STS et le STS-L la même méthode de calcul des distances que celle employée dans le cas d'autres services garantis à courte distance.

Décision

Les distances des services STS et STS-L seront calculées suivant la même méthode que celle utilisée pour les autres services de transport à courte distance.

7.10 Traitement des coûts associés à l'agrandissement du réseau principal Est

L'agrandissement du réseau principal Est (ARPE), au coût estimatif de 130,4 millions de dollars, est un projet de TransCanada qui vise à fournir une capacité de transport garanti à long terme de 446 373 GJ/j de Niagara à Kirkwall et à la ZLC d'Enbridge. L'Office a approuvé l'ARPE le 22 mai 2012, suivant l'ordonnance XG-T211-008-2012. Les installations relatives à l'ARPE comprennent de l'équipement de compression, 13 km de canalisations de doublement et les modifications nécessaires pour permettre des expéditions bidirectionnelles. Une partie du projet a été mise en service le 1er novembre 2012; le reste des installations est en construction. La plupart des coûts associés aux installations relatives à l'ARPE ont été incorporés dans les besoins en produits du réseau principal en 2012 et 2013.

Opinion de TransCanada

TransCanada s'attendait à ce que les coûts des installations relatives à l'ARPE fassent l'objet d'une tarification intégrée. Elle a indiqué qu'un tel traitement tarifaire de nouvelles installations est conforme à la conception des droits que l'Office a approuvée à l'égard du réseau principal. Pour TransCanada, l'ARPE permet de répondre aux nouvelles conditions de concurrence auxquelles le réseau principal est maintenant confronté, en aidant à prévenir un contournement du réseau principal par des projets concurrents.

Opinions des intervenants

L'ACPP a laissé entendre qu'une initiative telle que l'ARPE diffère des projets d'agrandissement antérieurs du réseau principal, car elle a pour effet de déplacer des volumes du service à grande distance, au lieu d'attirer des volumes supplémentaires. Elle a soutenu que les utilisateurs du réseau principal dans l'Ouest ne devraient pas avoir à assumer un risque de sous-utilisation de la capacité de transport à grande distance causé par des projets qui ajoutent du service à courte distance dans l'Est. Néanmoins, l'ACPP a traité les coûts associés à l'ARPE comme des coûts

intégrés dans sa proposition portant sur les droits fixes pluriannuels. Cette proposition, a-t-elle indiqué, inciterait fortement TransCanada à garantir qu'un tel projet engendre des produits nets pour le réseau principal.

ANE a affirmé qu'elle n'était pas en faveur d'une décision à la présente instance qui attaquerait les fondements de la tarification intégrée du réseau TransCanada. Elle a déclaré que la preuve au dossier ne justifiait pas de s'écarter du principe de la tarification intégrée dans le cas d'agrandissements.

YEC a soutenu que l'intégration des coûts du projet est appropriée puisqu'aucune partie n'a proposé une tarification différentielle des services, que le dossier de l'instance est insuffisant pour soutenir la conclusion qu'une tarification différentielle est appropriée et que l'application d'une telle tarification constituerait un changement important par rapport au cadre de réglementation en place. De plus, YEC a fait remarquer que si la tarification différentielle était adoptée pour l'ARPE, il aurait à payer des droits nettement plus élevés que ceux auxquels il s'attendait au moment de participer à l'appel de soumissions pour cet agrandissement.

Opinion de l'Office

Nous constatons qu'aucun intervenant n'a proposé que l'Office adopte une méthode de tarification différentielle à l'égard des installations relatives à l'ARPE. Nous notons aussi que les installations en question sont intégrées au réseau principal et que la tarification intégrée est un principe bien établi dans la conception des droits du réseau principal. Par conséquent, nous estimons que les coûts associés à l'ARPE devraient faire l'objet d'une tarification intégrée.

Décision

Nous approuvons le traitement des installations relatives à l'ARPE selon la méthode de la tarification intégrée.

7.11 Élimination de la distinction relative au transport à contre-courant

Les parcours associés au transport à contre-courant (aussi appelé « transport à contre-courant ») sont ceux qui n'entraînent aucun accroissement physique des livraisons du réseau principal, ni besoin d'ordonnancement lié aux services contractuels de TPT sur le réseau principal, quel que soit le moment de l'année. Un certain nombre des parcours de transport à contre-courant sont des trajets à distance nulle. Le transport à contre-courant garanti et interruptible est offert sur des parcours désignés comme tels. Le service à contre-courant garanti est tarifé à hauteur du droit lié à la demande journalier du SG, sans composante liée au produit, et comporte une durée contractuelle minimum d'un mois. Le droit du service à contre-courant interruptible équivaut au droit lié à la demande journalier du SG en hiver, et à la moitié de ce droit en été. Actuellement, aucun besoin en combustible n'est associé à l'un ou l'autre de ces services.

Opinion de TransCanada

TransCanada a proposé d'éliminer la distinction faite entre le transport dans le sens du courant et le transport à contre-courant, et de supprimer les services de transport à contre-courant garanti et interruptible de sorte que les parcours actuellement classés comme étant du transport à contre-courant deviennent des parcours de transport dans le sens du courant, desservis au moyen du SG, du TI et du TG-CT. TransCanada a soutenu que la distinction liée au transport à contre-courant n'est plus justifiée vu le petit nombre de parcours dits de transport à contre-courant et la faible utilisation faite des services à contre-courant.

Seule une petite proportion des parcours du réseau principal sont classés actuellement comme du service à contre-courant. TransCanada a expliqué qu'en raison des changements dans les expéditions du réseau principal, y compris ceux qu'entraînera la réception à Niagara d'approvisionnements issus de la formation de Marcellus, un bon nombre de tronçons du réseau et d'arrangements de TPT sont devenus bidirectionnels, ou le deviendront probablement, de sorte qu'il y aura encore moins de véritables parcours de transport à contre-courant.

TransCanada a indiqué que, parmi les parcours de transport à contre-courant qui restent, il y en a très peu qui sont encore utilisés et ils le sont uniquement par le service à contre-courant interruptible (le dernier service facturé au titre d'un contrat de transport à contre-courant garanti remonte à 1998). Les services à contre-courant ont généré des produits annuels de 1,2 million de dollars en 2010, et presque tous ces produits ont été réalisés sur deux trajets à distance nulle qui consistaient à déplacer du gaz entre des installations de comptage (à Dawn, du réseau d'Union à celui d'Enbridge, et à Emerson, du réseau GLGT au pipeline Viking). Au cours des dernières années, les produits annuels tirés des services à contre-courant ont fluctué entre 1,1 et 2,4 millions de dollars. TransCanada a précisé que le maintien du service à contre-courant suppose du travail administratif.

Opinion des intervenants

BP était contre l'idée d'éliminer la distinction relative au transport à contre-courant, soutenant que TransCanada n'a pas soulevé de motifs valables pour justifier le changement, même si l'adoption de la distinction à l'origine avait un solide appui réglementaire. BP a souligné que le changement voudrait dire que les parcours de transport à contre-courant comporteraient des frais liés au combustible, quoique minimes, même s'il n'y a aucune dépense de combustible, et que le service à contre-courant interruptible deviendrait un service soumissionnable. En conclusion, elle a déclaré que c'est une proposition « grippe-sous » qui ne s'appuie sur aucun principe ni aucune justification sur le plan des coûts, et qui n'aurait aucune incidence réelle sur les droits.

Opinion de l'Office

Nous constatons que la question du maintien ou de l'élimination de la distinction relative au transport à contre-courant soulève diverses considérations qui sont différentes pour ce qui est du service garanti ou du service interruptible.

D'abord, en ce qui touche le service à contre-courant interruptible, pour les mêmes raisons que celles qui nous font croire que TransCanada devrait avoir la flexibilité d'établir les prix plancher de soumission du TI, nous estimons que ce qui constitue actuellement un service à contre-courant interruptible devrait être un service soumissionnable et que TransCanada devrait avoir la flexibilité de pouvoir fixer les planchers de soumission. Comme cela enlèverait la distinction importante qui existe entre le service TI à contre-courant et le TI dans le sens du courant, nous pensons qu'il est approprié d'éliminer le service à contre-courant interruptible.

Pour ce qui concerne le service à contre-courant garanti, l'élimination du droit lié au produit, ce dont il est question à la section 7.2.1 de la présente décision, réduirait encore davantage la distinction par rapport au service garanti dans le sens du courant. Nous croyons que, même si le service garanti à contre-courant n'a pas été utilisé depuis près de 15 ans, il pourrait servir de substitut après l'élimination du transport à contre-courant pour le TI. Cependant, compte tenu du travail administratif que suppose le maintien des services à contre-courant, la mince distinction qui subsisterait par rapport au service garanti dans le sens du courant et les produits très limités dégagés du service à contre-courant interruptible, nous trouvons qu'il convient aussi d'éliminer le service à contre-courant garanti.

Décision

Comme le propose TransCanada, la distinction entre le transport dans le sens du courant et le transport à contre-courant sera éliminée, de même que les services de transport à contre-courant garanti et interruptible.

7.12 Élimination de la méthode de tarification intra-Saskatchewan et du différentiel de prix Est-Ouest

TransCanada a proposé de supprimer la méthode de tarification intra-Saskatchewan et le différentiel de prix Est-Ouest. Aucune des propositions n'a soulevé d'opposition.

TransCanada a expliqué que le différentiel Est-Ouest était censé représenter l'écart de coût marginal éventuel entre la livraison de gaz vers l'Ouest et la livraison de gaz vers l'Est, et qu'il était utilisé dans certains cas pour attribuer la capacité de transport lorsque celle-ci était limitée. Le différentiel n'a pas été utilisé depuis 2001 (les registres antérieurs à cette date n'ont pas été examinés) et on ne s'attend pas à ce qu'il le soit dans un avenir prévisible. Étant donné l'abolition des zones tarifaires, il faudrait réexaminer le différentiel Est-Ouest s'il était maintenu.

TransCanada a indiqué que la méthode de tarification intra-Saskatchewan reflète une situation unique à la Saskatchewan où la distance de transport du SG pourrait être réputée négative, ce que la tarification du SG ne peut admettre. Toutefois, cette méthode de tarification particulière n'aura plus sa raison d'être si les zones tarifaires et la distinction entre le service dans le sens du courant et le service à contre-courant sont supprimées.

Opinion de l'Office

Nous jugeons que les changements proposés sont appropriés, à la lumière de la justification fournie par TransCanada, de nos décisions visant à éliminer l'emploi de zones tarifaires et la distinction relative au transport à contre-courant, et du fait qu'aucune des parties ne s'est opposée aux changements.

Décision

Le différentiel Est-Ouest et la méthode de tarification intra-Saskatchewan seront supprimés.

Chapitre 8

Propositions visant les services et la tarification du réseau principal

8.1 Tarification variable pour le TI et le TG-CT

En règle générale, TransCanada ne construit de nouvelles installations pour le réseau principal au Canada que si ces installations sont justifiées par des contrats de service garanti à long terme. Lorsque le coefficient de charge des installations est élevé, toute capacité restante – résultant des conditions ambiantes ou de la capacité garantie faisant l'objet d'un contrat, mais n'ayant pas été utilisée – est accessoire. Pour tirer profit de sa capacité disponible, TransCanada offre deux services de transport à court terme : le TI et le TG-CT. Puisque toute baisse du coefficient de charge des installations entraîne une augmentation de la capacité, le TI et le TG-CT peuvent se révéler plus avantageux que le SG pour les expéditeurs, en raison de l'engagement moindre qui s'y rattache.

Contrairement au SG, le TG-CT n'exige pas d'engagement minimal d'un an de la part des expéditeurs; il est offert pour des périodes allant de sept jours à un an moins un jour. Il n'est par ailleurs pas soumis aux réductions et aux interruptions, sauf dans des circonstances exceptionnelles. En échange, les expéditeurs doivent payer à TransCanada le prix du service de transport acheté sur la durée du contrat, qu'ils aient recours ou non au réseau principal pour transporter leur gaz.

Le TI n'exige pas des expéditeurs qu'ils s'engagent à faire transporter certains volumes de gaz ou à payer TransCanada si ces volumes ne sont pas transportés, comme c'est le cas du SG. Le TI est soumis aux réductions et interruptions si un service à priorité plus élevée, tel que le SG ou le TG-CT, exige la capacité du réseau principal. Ainsi, un expéditeur qui achète un service de TI ne réserve pas de capacité de transport sur le réseau principal.

La décision RH-1-99[53] de l'Office expose en détail les caractéristiques et la méthode de tarification du TI et du TG-CT. Le régime de tarification du TI, ou des services antérieurs, a été modifié au fil de l'évolution du coefficient de charge du réseau principal. Par exemple, la tarification du TI (y compris des services antérieurs) était à l'origine fonction du coût supplémentaire entraîné par l'offre d'un tel service[54] alors qu'elle pourrait maintenant (en théorie du moins) correspondre à un montant illimité[55]. Dans ses Motifs de décision RH-4-93[56], l'Office a autorisé le TG-CT. Le prix de ce service est passé de l'équivalent du prix du SG à un montant illimité en théorie.

---

53 Office national de l'énergie, RH-1-99, *Motifs de décision*, Demande de TransCanada PipeLines Limited, Tarif, avril 2000

54 Office national de l'énergie, RH-1-78, *Motifs de décision*, TransCanada PipeLines Limited, Tarifs, juillet 1978; Office national de l'énergie, RH-2-83, *Motifs de décision* TransCanada PipeLines Limited, Droits, juillet 1982

55 Office national de l'énergie, RH-4-91, *Motifs de décision*, TransCanada PipeLines Limited, Droits, mars 1992; RH-1-2002

56 Office national de l'énergie, RH-4-93, *Motifs de décision*, TransCanada PipeLines Limited, Droits, juin 1994

À l'heure actuelle, le TI et le TG-CT sont offerts dans le cadre d'un processus d'enchères comportant un prix plancher ainsi qu'un mécanisme de soumission au terme duquel la capacité est adjugée au' plus offrant. Selon le tarif en vigueur, le prix plancher du TI sur le réseau principal équivaut à 110 % des droits applicables du SG, tous parcours et périodes confondus, et le prix plancher du TG-CT, à 100 % des droits du SG correspondants. Aucun plafond n'a été imposé au montant des soumissions visant le TI et le TG-CT.

Opinion de TransCanada

TransCanada a demandé à l'Office de lui conférer un pouvoir discrétionnaire sur tous les parcours et toutes les périodes de l'année, afin de :

- porter le prix plancher du TI à un montant pouvant atteindre jusqu'à 160 % des droits correspondants du SG;
- porter le prix plancher à un montant pouvant atteindre jusqu'à 140 % des droits correspondants du SG pour le TG-CT saisonnier, 150 % de ces droits pour le TG-CT mensuel et 160 % de ces droits pour le TG-CT hebdomadaire;
- fixer le prix plancher du TI et du TG-CT à un minimum de 100 % des droits du SG.

TransCanada a affirmé que la valeur des différents parcours varie sur le marché et que cette valeur peut changer avec le temps. L'approche utilisée actuellement, qui fixe le prix plancher des soumissions pour l'ensemble du réseau, ne permet pas de tenir compte de la diversité ni de réagir aux changements de valeur. TransCanada voudrait avoir une certaine latitude afin d'optimiser les débits et les produits du réseau, ce qui serait avantageux pour les expéditeurs, qui paieraient des droits de SG moindres de manière générale.

TransCanada a également affirmé que compte tenu du niveau actuel d'utilisation du réseau, les droits actuels visant les services discrétionnaires ne favorisent pas vraiment le recours au SG. TransCanada n'est pas en mesure de réaliser des produits discrétionnaires supplémentaires, ce qui lui permettrait de réduire les droits à l'avantage des expéditeurs du SG. De plus, la stabilité des droits se détériore en raison de la difficulté à faire des projections de débits et de contrats à court terme. TransCanada estime avoir le devoir d'innover et d'entreprendre certaines initiatives afin d'assurer sa rentabilité. Une plus grande latitude en matière de tarification aiderait la société à atteindre son objectif de rentabilité.

TransCanada cherche à protéger la valeur du SG par rapport aux services discrétionnaires, à réprimer ou à inverser la tendance vers les services discrétionnaires et à accroître ses produits discrétionnaires à l'unité. La hausse des droits de TI et de TG-CT pendant certaines périodes permettrait de réduire les droits de SG, d'accroître la compétitivité du réseau principal et de le rendre moins vulnérable au risque de détournement.

La preuve présentée par TransCanada montre que le prix du marché pour la capacité de transport à longue distance par le réseau principal entre le NIT et Dawn a dépassé 160 % des droits sous-jacents du SG à plusieurs reprises depuis 2004. La valeur de marché des parcours à courte distance a également dépassé ce pourcentage. Cependant, compte tenu de la capacité non souscrite du réseau, les soumissions des expéditeurs dépassent rarement les prix plancher du

TG-CT et du TI, même lorsque la valeur du service est supérieure au coût de transport total. TransCanada a fait valoir que la capacité de fixer des prix plancher pouvant atteindre jusqu'à 160 % des droits du SG applicables pour les contrats à court terme permettrait au réseau principal d'avantager les expéditeurs du SG et de tenir compte, de manière raisonnable, de la valeur des services à court terme comparativement au SG. TransCanada estime qu'il en résulterait un accroissement des produits annuels de l'ordre de 20 millions de dollars à 80 millions de dollars.

TransCanada a affirmé que sa proposition est conforme aux décisions antérieures de l'Office en ce qui a trait au besoin de souplesse dans la tarification des services à court terme afin de protéger la valeur du SG. La société a allégué que l'Office avait approuvé des droits de TI et de TG-CT se situant entre la valeur du marché et le coût supplémentaire et a reconnu que les prix seraient parfois supérieurs aux droits de SG applicables.

TransCanada a calculé que sur la base d'une répartition intégrale des coûts, les prix plancher proposés pour le TI et le TG-CT pourraient être considérés comme des prix établis en fonction des coûts. Le coefficient de charge moyen annuel[57] pour la période de 12 mois terminée en octobre 2011 se chiffrait à 64 % pour le TI à courte distance par l'entremise du réseau principal Ouest et à 63 % pour le TI à courte distance par l'entremise du réseau principal Est. Par conséquent, le prix plancher proposé pour le TI (maximum de 160 %) ne permettrait pas de récupérer davantage que l'équivalent des coûts intégralement répartis des services de TI à courte distance[58]. Pour la même période, le coefficient de charge pour le TI à longue distance était beaucoup plus faible et, par conséquent, l'équivalent des coûts intégralement répartis de ce service serait bien supérieur au prix plancher proposé par TransCanada pour le TI. TransCanada a ajouté que sur la base d'une répartition intégrale des coûts, des résultats similaires seraient obtenus pour le TG-CT pour la même période.

TransCanada a ainsi conclu que les prix plancher proposés sont comparables ou inférieurs aux droits qui pourraient être exigés sur la base d'une répartition intégrale des coûts de ces services. Ces droits ne tiendraient toutefois pas compte de la valeur offerte par la souplesse inhérente aux contrats à court terme. TransCanada a par conséquent soutenu qu'il serait également raisonnable d'établir des prix plancher supérieurs à ceux proposés.

TransCanada a ajouté qu'une fourchette plus élevée de prix plancher offrirait davantage de souplesse de même que des occasions d'optimiser les produits, mais que vendre la capacité à un prix d'équilibre qui est inférieur aux droits de SG ne serait pas conforme à l'objectif de protéger la valeur et de promouvoir les contrats de SG à long terme. TransCanada a insisté sur le fait qu'il ne serait pas dans l'intérêt concurrentiel du réseau principal de maintenir le prix des services à court terme à des niveaux insoutenables toute l'année, parce que cela ne ferait qu'aggraver la situation existante relativement aux droits.

---

57 Le coefficient de charge moyen annuel correspond au rapport entre la charge moyenne pendant l'année et la charge maximale du réseau sur toute l'année. Par exemple, un coefficient de charge annuel de 60 % signifie que si 100 unités de capacité ont été utilisées pendant le jour de pointe, une moyenne de 60 unités ont été utilisées pour fournir le service tout au long de l'année et, à l'inverse, que la capacité n'a été utilisée en moyenne que 40 % du temps.

58 Payer 1,60 $/GJ pendant 63 % de l'année revient à peu de choses près à payer 1,00 $/GJ toute l'année, puisque 1,60 $/GJ X 0,63 = 1,008 $ et que 1,00 $/GJ X 1,0 = 1,000 $.

TransCanada a précisé qu'aux États-Unis, la FERC a conféré un grand pouvoir discrétionnaire aux pipelinières, qui peuvent exiger des tarifs négociés de rechange au lieu du prix de service établi en fonction des coûts, pourvu qu'il existe un tarif de recours établi en fonction des coûts. Les tarifs négociés peuvent être supérieurs au tarif de recours établi en fonction des coûts du SG parce qu'est offerte une autre caractéristique jugée intéressante par les expéditeurs. La présence des tarifs de recours limite toutefois le pouvoir de marché potentiel des pipelinières. TransCanada a ainsi soutenu que sa proposition de tarification discrétionnaire est fonction des coûts puisque le relèvement des prix plancher est lié au tarif du SG, lequel est établi en fonction des coûts.

Selon TransCanada, la possibilité d'ajuster dynamiquement le prix plancher des services discrétionnaires constituerait une mesure incitative puissante et dominante pour optimiser les produits. Ce faisant, elle pourrait maintenir les droits du SG les plus faibles que possible tout en améliorant sa rentabilité à long terme ainsi que la probabilité de récupérer son investissement dans le réseau principal.

TransCanada a allégué qu'aucune partie n'est en mesure de garantir les conséquences d'un changement proposé, mais cela ne veut pas dire qu'elle ne devrait pas prendre des moyens pour améliorer la compétitivité du réseau principal. Même si la proposition de tarification variable de TransCanada n'amenait pas une augmentation des contrats de SG, elle lui donnerait la possibilité de réaliser des produits discrétionnaires supplémentaires, ce qui lui permettrait d'abaisser les droits de SG et d'améliorer la compétitivité du réseau principal. De l'avis de TransCanada, le réseau principal pourrait ainsi conserver ses contrats de SG actuels et atténuer le risque d'annulation de contrat et de détournement.

TransCanada a fait valoir qu'afficher les prix plancher applicables à chaque parcours, tel qu'il est décrit dans la demande, ferait en sorte que tous les expéditeurs auraient un accès au TI et au TG-CT selon des règles transparentes. TransCanada a également proposé de continuer à afficher des renseignements sur les soumissions acceptées, comme elle le fait actuellement. Elle a soutenu que les exigences d'affichage auxquelles elle se conforme sont issues d'un processus de consultation des clients visant à atteindre un équilibre entre la transparence des résultats des enchères et la confidentialité de l'information commercialement délicate des clients. TransCanada s'est dite prête à envisager l'affichage de renseignements supplémentaires dans la mesure où la divulgation fait l'objet d'un consensus, que la confidentialité, la pertinence et le caractère raisonnable sont assurés et qu'il n'y a pas d'incidence négative sur la capacité du réseau principal d'optimiser les produits discrétionnaires.

Opinion des intervenants

Plusieurs parties se sont opposées à la proposition de tarification discrétionnaire de TransCanada.

Les EZM étaient d'avis que TransCanada n'avait pas réussi à prouver que les changements proposés amélioreraient la viabilité à long terme du réseau principal.

Centra estimait que le manque de renseignements et l'absence de protocole relativement au pouvoir discrétionnaire demandé créaient de l'incertitude, ce qui altérait sa capacité de planifier

adéquatement ses activités d'exploitation en ce qui concerne le recours à ces services. Centra a plaidé que le pouvoir discrétionnaire demandé contrevient à l'article 62 de la Loi sur l'ONÉ du fait que les droits en résultant ne seront pas justes et raisonnables. Selon Centra, la possibilité qu'aurait TransCanada d'exiger des tarifs plus élevés en fonction de points de livraison desservant une clientèle captive pourrait contrevenir à l'article 67 de la Loi sur l'ONÉ, qui interdit à toute « compagnie de faire, à l'égard d'une personne ou d'une localité, des distinctions injustes quant aux droits, au service ou aux aménagements ». Centra a de plus allégué que la manière dont TransCanada évaluerait le prix maximal des services discrétionnaires serait contraire à l'esprit de l'article 60 de la Loi sur l'ONÉ, puisque les droits ne seraient pas « soit spécifiés dans un tarif produit auprès de l'Office et en vigueur; soit approuvés par ordonnance de l'Office ». De l'avis de Centra, la méthode de tarification n'est pas transparente, elle est arbitraire et elle confère une marge d'erreur qui sera difficile à évaluer, même de manière rétrospective. Centra a affirmé qu'en conférant à TransCanada le pouvoir discrétionnaire demandé, l'Office négligerait de réglementer une composante importante du service de TransCanada.

Tenaska a soutenu que TransCanada faisait fausse route dans la manière d'inciter les expéditeurs à conclure des contrats de service garanti d'un an et que cela risquait de se révéler improductif compte tenu du contexte concurrentiel actuel. Elle en a conclu que TransCanada ne souhaitait tout simplement pas être présente sur le marché des services de transport à court terme et que, ce faisant, la société met le réseau principal en situation de désavantage concurrentiel.

Tenaska a précisé que des droits de services à court terme qui sont vraiment rattachés aux coûts correspondraient à un coefficient de charge de 100 % des droits de SG. Tenaska a affirmé qu'en principe, les droits exigés pour tous les services pipeliniers devraient être liés aux coûts et que, par conséquent, le prix des services à court terme du réseau principal devrait être fixé au niveau du SG. Elle a soutenu que si le critère d'établissement de droits pipeliniers justes et raisonnables est que les droits doivent refléter la valeur des services pipeliniers, il ne serait pas nécessaire de réglementer les droits pipeliniers. Les clients ne paieraient jamais davantage pour un service que la valeur du service à leurs yeux, et le montant que le client serait convaincu de payer serait juste et raisonnable.

Tenaska a affirmé qu'une hausse des droits visant les services discrétionnaires pourrait entraîner un affaiblissement de la demande de services sur le réseau principal, une 'augmentation de la demande de services sur d'autres pipelines, une hausse des coûts pour la clientèle captive, un repli des prix NIT, un accroissement du nombre de détournements du réseau principal et éventuellement, son évitement pur et simple. Tenaska a ajouté que la latitude demandée pour réduire le prix plancher du TI et du TG-CT serait à l'entière discrétion de TransCanada et que celle-ci n'aurait aucune incitation financière pour réduire les droits du TI et du TG-CT. Au contraire, TransCanada aurait avantage à maintenir ces droits au niveau le plus élevé possible. Selon Tenaska, il n'y a aucune raison de s'attendre à ce que TransCanada ait recours à la tarification variable proposée dans la plupart des cas.

D'autres intervenants ont salué une plus grande latitude dans la tarification des services discrétionnaires, malgré quelques préoccupations au sujet de la proposition de TransCanada.

L'ACPP a avancé que le pouvoir discrétionnaire, tel qu'il a été proposé, n'est pas acceptable du fait de la déresponsabilisation qu'il entraîne. L'ACPP a toutefois fait valoir que sa proposition de droits fixes pluriannuels pour les services du réseau principal conférerait une certaine discipline à l'exercice de ce pouvoir discrétionnaire par TransCanada. Ainsi, grâce aux mesures incitatives prévues dans la proposition de l'ACPP, TransCanada serait fortement motivée à gérer son pouvoir discrétionnaire d'une manière prudente et qui répond aux besoins des clients. L'ACPP a également laissé entendre que TransCanada devrait être en mesure de fixer des prix qui sont inférieurs aux pleins droits de SG afin de stimuler la demande de capacité sur le réseau principal.

L'ACPP a par ailleurs exprimé une préoccupation relativement à la transparence et a proposé que si TransCanada est autorisée à établir des prix variables, elle devrait communiquer tous les renseignements à ce sujet, au moment opportun, à tous les utilisateurs potentiels des services discrétionnaires. L'ACPP a déclaré que ces renseignements devraient comprendre les parcours faisant l'objet des enchères, le prix plancher de chaque parcours, le montant des soumissions déposées pour chaque parcours (sans identifier l'enchérisseur), la soumission retenue pour chaque parcours (sans identifier le soumissionnaire gagnant) et la capacité souscrite par parcours. Ainsi, de l'avis de l'ACPP, tous les participants au marché disposeraient de la même information, ce qui favoriserait la reddition de comptes de TransCanada.

L'APPrO a pour sa part soutenu qu'autoriser l'établissement de droits qui sont fonction du marché pour le TG-CT et le TI permettrait d'optimiser l'utilisation future du réseau principal.

L'ACIG a fait valoir que les volumes de capacité sous-utilisée sont si considérables que les expéditeurs peuvent souscrire des services discrétionnaires tout en sachant pertinemment que ces services font rarement, sinon jamais, l'objet de réductions. Par conséquent, les expéditeurs du service garanti à long terme et les expéditeurs du TI reçoivent pour ainsi des services identiques, mais assument des coûts très différents puisque les expéditeurs du SG paient des frais liés à la demande toute l'année alors que les expéditeurs du TI n'en paient pas. Les signaux de prix envoyés aux expéditeurs discrétionnaires sont donc ambigus parce qu'ils se trouvent à obtenir un service qui est virtuellement garanti, sans crainte d'interruption.

ANE a souligné que le réseau principal est en train de devenir un pipeline de pointe, ce qui, à son avis, témoigne d'une baisse des avantages liés à la fiabilité du SG comparativement au TI. Sans un ajustement important de la tarification, le service de TI risque d'altérer davantage la capacité de TransCanada d'optimiser les produits. ANE a affirmé que pour résoudre les questions importantes liées à l'excédent de capacité, il est impératif d'avoir une grande latitude en matière de tarification. ANE a recommandé que le prix plancher maximal du TI soit fixé à 300 % des droits de SG correspondants, afin de resserrer l'écart entre les droits du SG et les droits représentatifs d'un réseau dont la capacité est entièrement visée par des contrats. Un plus grand pouvoir discrétionnaire permettrait à TransCanada de réaliser, le cas échéant, des produits supplémentaires pendant les périodes de pointe, moment où il lui serait possible de fixer le prix du service à un niveau supérieur à 160 % des droits de SG.

ANE est d'avis que les expéditeurs du SG devraient s'engager à payer en totalité une quote-part des besoins en produits annuels de TransCanada, laquelle serait fonction des volumes contractuels et des distances, ainsi que tous les futurs ajustements des droits attribuables à des

variations du débit ou des coûts de TransCanada. Les expéditeurs du TG-CT devraient s'engager à payer des frais fixes pour une période allant de sept jours à 364 jours, en moyenne, pour un engagement correspondant à moins de 10 % des engagements des expéditeurs du SG. ANE a fait observer que l'engagement des expéditeurs du TI est le plus court et le plus faible à l'égard du service reçu, puisqu'ils ne s'engagent pas à payer de frais fixes ni à verser de cotisations futures pour le coût des installations nécessaires au service de TI.

Selon ANE, si TransCanada n'obtient pas le pouvoir nécessaire pour tarifer le TI et le TG-CT à sa discrétion, les répercussions sur les produits seront importantes. Bien que négligeables pour les expéditeurs du TI, qui peuvent payer davantage pour obtenir un service sans avoir à s'engager, ces conséquences seraient importantes pour les expéditeurs du SG qui doivent assumer tous les coûts non recouvrés provenant d'excédent de capacité de TransCanada. ANE a souligné que les expéditeurs du TI peuvent choisir entre le TG-CT ou le SG pour obtenir le service qui leur permet d'avoir, au quotidien, une certitude quant aux droits.

ANE a convenu que TransCanada a relevé les facteurs pertinents sur lesquels exercer son pouvoir discrétionnaire en matière de tarification. Elle a toutefois précisé qu'il était essentiel d'établir un mécanisme de protection des expéditeurs dans l'éventualité où TransCanada établirait un prix plancher inférieur à 110 % des droits du SG correspondants lorsque cela n'est pas absolument impératif. Elle a ajouté que la mesure d'encouragement proposée relativement aux produits fournirait une telle protection.

ANE a soutenu qu'en l'absence d'une mesure d'encouragement, l'Office pourrait exiger que TransCanada lui communique de plus amples renseignements sur son rendement en matière d'établissement des prix plancher. Si l'Office imposait cette exigence à TransCanada, celle-ci devrait, a suggéré ANE, conserver l'information utilisée pour établir les prix plancher. Les rapports à l'Office devraient comprendre, par exemple, les données portant sur le débit des parcours populaires de TI et de TG-CT, notamment d'Empress à Emerson, et les écarts de base.

Opinion de l'Office

Les projets de gazoduc exigent d'importants investissements initiaux, qui sont habituellement appuyés par des contrats à long terme. La société pipelinière s'attend généralement à recouvrer les coûts de manière continue sur l'ensemble de la durée de vie du pipeline. Par conséquent, lorsqu'un expéditeur conclut un contrat de SG avec une société pipelinière, il convient essentiellement de payer une partie des coûts liés aux installations pipelinières pendant la durée de son contrat de SG. Bien que les expéditeurs du SG doivent payer pour le SG, qu'ils utilisent ou non le réseau principal pour transporter leur gaz naturel, ils ont l'avantage de pouvoir demander à TransCanada de construire d'autres installations ou de fournir des services de transport supplémentaires s'ils ont besoin d'une plus grande capacité.

Lorsque le pipeline est bien utilisé et qu'une grande partie de sa capacité fait l'objet de contrats de SG, les coûts annuels du pipeline sont répartis entre les expéditeurs du SG. Lorsque le pipeline présente une certaine capacité disponible (au-delà de la capacité requise pour satisfaire aux engagements de SG), le pipeline a la possibilité de réaliser des

produits supplémentaires au moyen de services discrétionnaires, tels que le TI ou le TG-CT, et de porter ces produits au crédit de ses besoins en produits bruts. L'Office a suivi ce raisonnement pour approuver le TG-CT dans les Motifs de décision RH-4-93. L'Office a toutefois souligné que la demande de TransCanada visait à mettre en œuvre le TG-CT parce que le pipeline présentait de petites augmentations de la capacité disponible pendant de courtes périodes[59]. Il a approuvé le TG-CT au motif que ce service permettrait à TransCanada d'accroître ses produits à l'avantage de tous les expéditeurs recourant au transport garanti[60].

Parce que les contrats de SG ont la priorité sur la capacité du pipeline, les services discrétionnaires sont susceptibles d'être interrompus lorsque le coefficient de charge est élevé, ce qui les rend moins fiables et moins intéressants pour les expéditeurs. Lorsque le coefficient de charge est faible, les expéditeurs n'ont pas avantage à conclure des contrats de transport garanti si les droits du SG correspondants sont similaires à ceux des services discrétionnaires, puisqu'ils ont la possibilité d'utiliser le pipeline sans s'engager pour une année entière.

Dans les circonstances actuelles de sous-utilisation, les expéditeurs discrétionnaires sont pratiquement certains de recevoir le service garanti au moment où ils en ont besoin et pour une fraction des coûts annuels de la capacité, ce qui rend difficile le recouvrement des coûts de cette capacité par TransCanada. Nous estimons qu'autoriser TransCanada à hausser le tarif des services discrétionnaires permettra à la société d'être mieux en mesure de recouvrer, auprès des expéditeurs utilisateurs, les coûts de la capacité libre pendant les périodes où elle est utilisée.

Tarification du TI et du TG-CT et tarif de recours visant le SG

Dans la présente décision, nous avons décidé d'accorder à TransCanada un pouvoir discrétionnaire plus grand que ce que la société a demandé relativement à la tarification du TI et du TG-CT. TransCanada a demandé l'autorisation de fixer le prix plancher des soumissions visant le TI à un maximum de 160 % des droits de SG correspondants et le prix plancher des soumissions visant le TG-CT à un niveau allant de 140 % à 160 % des droits du SG correspondants, selon la durée du contrat. Nous jugeons approprié de donner à TransCanada toute la latitude voulue pour déterminer le prix plancher des soumissions visant le TI et le TG-CT, à une exception près : TransCanada ne pourra fixer le prix plancher des soumissions visant le TG-CT qu'à 100 % des droits du SG correspondants ou plus. Il revient à TransCanada de déterminer le prix plancher qui lui permet de maximiser les produits du réseau. TransCanada disposera de ce pouvoir discrétionnaire à compter du 1er juillet 2013.

Nous sommes conscients qu'autoriser TransCanada à hausser ou à abaisser le prix plancher des soumissions donne à la société la possibilité d'imputer des droits très élevés sur certains marchés et pendant certaines périodes, par exemple, pendant des conditions

---

[59] Office national de l'énergie, RH-4-93, *Motifs de décision*, TransCanada PipeLines Limited, Droits pour 1994, juin 1994, p. 57 (en anglais seulement)

[60] Ibidem

météorologiques exceptionnelles. Nous estimons toutefois qu'il est important de donner à TransCanada les outils dont elle a besoin pour saisir les occasions du marché, le cas échéant, et au moment où elles se présentent, et pour recouvrer auprès des utilisateurs les coûts liés à son réseau. La grande majorité des produits tirés des services discrétionnaires sera portée au crédit des soldes du CASD.

Nous jugeons qu'il est juste et raisonnable que les expéditeurs qui doivent avoir un accès garanti au réseau principal pendant l'année paient la totalité des coûts annuels liés à la capacité dont ils ont besoin. Les expéditeurs qui doivent vraiment recourir au réseau principal peuvent conclure un contrat de SG pour limiter leur exposition aux droits discrétionnaires. Les droits de SG servent ainsi de tarif de recours pour protéger les expéditeurs contre les droits élevés des services discrétionnaires.

À notre avis, l'existence d'un tarif de recours qui est fonction des coûts, soit les droits de SG, constitue un plafond implicite pour les expéditeurs discrétionnaires qui doivent avoir un accès garanti au réseau principal afin de respecter leurs engagements. Ces expéditeurs peuvent conclure un contrat de SG et payer les coûts annuels liés à la capacité dont ils ont besoin. Il est par ailleurs possible que ces expéditeurs trouvent certaines caractéristiques du TI et du TG-CT plus intéressantes et qu'ils décident d'accepter le risque qu'à certains moments de l'année ils devront choisir entre payer des droits discrétionnaires élevés ou ne pas utiliser le réseau principal.

Nous croyons en outre que la capacité de TransCanada de facturer des services discrétionnaires à n'importe quel prix sera limitée. Tous les expéditeurs qui achètent un SG au tarif de recours peuvent revendre la capacité sur le marché secondaire afin d'atténuer les charges liées à la demande. Il est par ailleurs peu probable, comme l'a précisé ANE, que le nombre de jours où TransCanada pourra établir le prix du TI et du TG-CT à plus de 300 % des droits de SG correspondants soit très élevé.

Pour ces motifs et compte tenu des exigences relatives à la production de rapports dont il est question plus loin, nous jugeons que les droits du TI et du TG-CT établis conformément à la présente décision seront justes et raisonnables.

La tarification du TI et du TG-CT ne constitue pas une distinction injuste et ne contrevient pas à l'article 67 de la Loi sur l'ONÉ

Centra a maintenu que toute mesure prise par TransCanada pour exiger des tarifs plus élevés en fonction des points de livraison où la clientèle est considérée comme captive contreviendrait à l'article 67 de la Loi sur l'ONÉ.

Selon nous, la hausse du prix plancher des soumissions et des tarifs à certains points de livraison ne constitue pas une distinction injuste. Tel qu'il a été précisé plus haut, l'élimination du seuil minimal visant le prix plancher du TI et du TG-CT, sous réserve que le prix plancher du TG-CT n'est pas inférieur aux droits du SG, permet au réseau principal de recouvrer les coûts de sa capacité auprès des expéditeurs qui utilisent le

réseau pour respecter leurs engagements. Il n'est donc pas injuste que ces expéditeurs paient pour cette capacité.

Les expéditeurs peuvent choisir d'acheter le SG au tarif de recours lié aux coûts établi par l'Office. Il peut également se révéler avantageux pour eux d'utiliser les services discrétionnaires qui offrent plus de souplesse, notamment une réduction annuelle par rapport au tarif du SG pour 365 jours. TransCanada établira un prix plancher pour chaque parcours, en fonction de nombreux facteurs tels que l'offre de solutions de rechange concurrentielles dans chaque localité. Nous nous attendons à ce que les prix soient établis de manière différente d'une localité à l'autre, en raison des circonstances particulières à chacune. L'importance des droits pouvant être demandés est en fin de compte limitée par le tarif de recours rattaché aux coûts. Nous sommes donc d'avis que ni les motifs de traiter les expéditeurs différemment d'une localité à l'autre ni l'ampleur potentielle de la différence de traitement ne constituent une distinction injuste au sens de l'article 67 de la Loi sur l'ONÉ[61].

Pouvoir discrétionnaire de TransCanada pour établir les prix plancher

TransCanada peut voir le débit pipelinier augmenter ou diminuer au gré de l'exercice de son pouvoir discrétionnaire. Il n'est pas garanti que les produits augmenteront, mais avoir la latitude nécessaire pour hausser les droits visant les services discrétionnaires donne la possibilité au réseau principal de générer davantage de produits et de recouvrer les coûts de la capacité auprès des utilisateurs. Du coup, le réseau principal est plus à même de conserver ses volumes et de susciter des produits supplémentaires, parce qu'il a le pouvoir discrétionnaire d'accorder des réductions de droits. TransCanada doit faire concurrence à d'autres pipelines et a la responsabilité de gérer le réseau principal. Il sera donc impératif qu'elle exerce son pouvoir discrétionnaire de manière réfléchie et efficace pour promouvoir l'utilisation du réseau.

Centra a soutenu qu'accorder à TransCanada le pouvoir discrétionnaire d'établir le prix plancher des soumissions ne favoriserait pas la transparence et la reddition de comptes dans l'établissement des droits, mais plutôt les erreurs de jugement. Nous sommes d'avis que les droits fixes pluriannuels et la mesure d'encouragement touchant les produits nets, mis de l'avant aux présentes, fourniront à TransCanada de solides incitatifs pour prendre des décisions judicieuses relativement à la tarification du TI et du TG-CT. Si TransCanada fait des erreurs de jugement en la matière – par exemple, si le prix des services est trop élevé et que la situation incite les expéditeurs à contourner le réseau principal ou si le prix des services est trop bas et que TransCanada rate l'occasion de tirer des produits – elle devra reporter davantage de produits. Comme le précise par ailleurs le chapitre 4 de la présente décision, le réseau principal s'expose au risque fondamental. Toute erreur de jugement importante relativement à la tarification du TI et du TG-CT pourrait entraîner la matérialisation de ce risque ainsi qu'une interdiction de récupérer

---

[61] Dans sa plaidoirie, Centra a également soutenu que la proposition de TransCanada relativement à la tarification du TG-CT et du TI contrevenait aux articles 60 et 62 de la Loi sur l'ONÉ. Nous avons choisi de ne pas commenter cette allégation de Centra parce que celle-ci n'a pas expliqué en quoi la proposition de tarification de TransCanada contrevenait à ces deux articles.

certains coûts, ce qui rendrait TransCanada responsable des répercussions de ses décisions d'ordre opérationnel.

Nous sommes d'accord avec Centra et les autres parties en ce qui a trait à l'importance de la transparence. C'est pourquoi nous ordonnons à TransCanada, pour assurer la transparence, de publier suffisamment de renseignements, dont ceux indiqués dans la demande et, notamment, le prix plancher pour chaque parcours ainsi que les données relatives aux soumissions acceptées visant le TG-CT et le TI. Pendant l'audience, TransCanada s'est déclarée prête à envisager l'affichage de renseignements supplémentaires, dans la mesure où la divulgation ferait l'objet d'un consensus, que la confidentialité, la pertinence et le caractère raisonnable seraient assurés et qu'il n'y aurait pas d'incidence négative sur la capacité du réseau principal d'optimiser les produits discrétionnaires. Comme il a été suggéré par l'ACPP, de tels renseignements pourraient comprendre le montant des soumissions déposées pour chaque parcours (sans identifier l'enchérisseur), la soumission retenue pour chaque parcours (sans identifier le soumissionnaire gagnant) et la capacité souscrite par parcours.

Nous ordonnons à TransCanada de consulter les parties prenantes à ce sujet et de déposer devant l'Office, à titre de dépôt de conformité :

- les renseignements qui seront publiés à l'intention des expéditeurs afin d'assurer la transparence du processus d'établissement des prix plancher par TransCanada;
- les renseignements dont feront état les rapports trimestriels déposés devant l'Office au sujet de la gestion des prix plancher par TransCanada.

Les droits visant le TI et le TG-CT seront réglementés en fonction des plaintes. Toute personne intéressée qui se voit refuser le tarif de recours peut déposer une plainte auprès de l'Office.

Décision

Nous conférons à TransCanada un plein pouvoir discrétionnaire pour établir le prix plancher du TI et le pouvoir discrétionnaire d'établir le prix plancher du TG-CT à un taux équivalant à 100 % ou plus des droits du SG.

8.2 Durée minimale du TG-CT

Opinion des intervenants

ANE a proposé que la durée minimale du TG-CT soit portée à cinq mois, de manière à tenir compte des circonstances de marché actuelles et prévues pour TransCanada. ANE a soutenu qu'afin de maintenir sa compétitivité, TransCanada doit dégager un certain niveau de produits du service garanti. Selon ANE, un engagement de cinq mois semble raisonnable compte tenu des

investissements substantiels de TransCanada dans les installations du réseau principal aux fins du service garanti.

ANE a aussi fait valoir que le TG-CT offre aux expéditeurs la possibilité de payer des droits garantis sur la capacité pendant une courte période, à un tarif fortement réduit comparativement au coût du service à l'année. Bien que TransCanada propose de relever le prix plancher maximal du TG-CT, ANE estime que la brièveté de l'engagement ferait tout de même obstacle aux possibilités de TransCanada de tirer des produits du service garanti.

ANE a laissé entendre que permettre aux expéditeurs de payer des droits garantis sur le réseau de TransCanada pour répondre à leurs besoins de pointe, sans s'engager à assumer les coûts liés aux installations, entraînerait un manque à gagner au titre des besoins en produits. Selon ANE, le cadre réglementaire en place autorise TransCanada à passer les frais non recouvrés aux autres expéditeurs du service garanti. Or, les hausses de droits des dernières années sont en majeure partie attribuables aux manques à gagner causés par la souscription du TG-CT.

ANE a précisé que même si TransCanada pouvait porter le prix plancher des soumissions à un montant équivalant à 160 % des droits correspondants du SG pour tous les contrats de TG-CT dont la durée est inférieure à un mois, les expéditeurs pourraient toujours, en période de pointe, acheter du service garanti pour sept jours à un tarif réduit de 97 % comparativement aux coûts annuels de prestation de service. Si la réduction passait de 98 %, comme c'est le cas des prix plancher actuels, à 97 %, cela n'aurait pratiquement aucun effet pour modérer la transition du SG au TG-CT.

ANE a ajouté qu'établir à cinq mois la durée minimale des contrats de TG-CT permettrait encore aux expéditeurs d'obtenir une réduction importante comparativement aux coûts annuels de prestation de service et aux contrats habituels de SG. Un contrat d'une durée minimale de cinq mois permettrait aux expéditeurs d'éviter 58 % des coûts de souscription du service garanti annuel au prix plancher de 100 % des droits de SG correspondants. Il en résulte que malgré la prolongation de la durée minimale, les expéditeurs du SG financeraient tout de même les coûts de prestation du service garanti des contrats dont la durée du contrat est inférieure à un an, mais dans une mesure considérablement moindre.

Opinion de TransCanada

TransCanada trouve que porter la durée minimale des contrats de TG-CT de sept jours à cinq mois constitue un changement de taille. Elle estime que sa proposition de prix plancher visant le TG-CT de différentes durées, selon laquelle les contrats de TG-CT de plus longue durée seraient soumis à un prix plancher d'un maximum moins élevé, fournirait une mesure d'encouragement suffisante pour les contrats de TG-CT pour le moment. TransCanada ajoute qu'elle pourrait se pencher sur les durées minimales convenables au TG-CT après avoir acquis une certaine expérience de son pouvoir discrétionnaire à l'égard des prix plancher.

Opinion de l'Office

Nous avons longuement soupesé la proposition d'ANE d'imposer une durée minimale de cinq mois pour le TG-CT. Nous sommes d'accord avec elle quant à la grande similarité du TG-CT et du TI. Le premier est toutefois un service supérieur et sa plus grande valeur devrait être reflétée dans les droits. Nous avons toutefois décidé de rejeter la proposition de durée minimale de cinq mois et d'accorder un plus grand pouvoir discrétionnaire à TransCanada en matière de tarification. Nous pensons également, comme TransCanada, que la société doit d'abord acquérir une certaine expérience de son pouvoir discrétionnaire en matière de prix plancher avant d'imposer une durée minimale de cinq mois aux contrats de TG-CT. Selon nous, conférer à TransCanada un pouvoir discrétionnaire illimité pour l'établissement de prix plancher aidera la société à différencier les services offerts. Les droits du TG-CT ne doivent cependant pas être inférieurs aux droits du SG de sorte que le TG-CT n'érode pas le SG.

Décision

Nous rejetons la proposition d'ANE. Tout contrat de TG-CT continuera d'être assorti d'une durée minimale de sept jours.

8.3 Moment d'application de la prime relative au TG-CT

Opinion de TransCanada

TransCanada a indiqué qu'à l'heure actuelle, les soumissions faites par les expéditeurs à l'égard du TG-CT prennent la forme d'un prix plancher absolu ($/GJ/jour) qui tient compte des droits de SG en vigueur pendant la période d'appel de soumissions. Par conséquent, si une soumission vise un TG-CT au cours d'une période future, le prix plancher du TG-CT risque de ne pas refléter les droits du SG en vigueur au moment où le service sera utilisé.

TransCanada a proposé de modifier le mécanisme de soumission visant le TG-CT de manière à ce qu'il tienne compte du pourcentage des droits de SG en vigueur au moment où le service est utilisé. TransCanada a plaidé qu'une telle modification éliminerait à la fois le recours à des astuces et les éléments dissuasifs qui sont associés au mécanisme actuel de soumission, fournirait une occasion de réaliser des produits supplémentaires et tiendrait compte davantage et de manière appropriée du lien entre le prix du SG et du TG-CT. Les changements proposés à l'égard du TG-CT visent également le service à court terme – court préavis (CT-CP), sauf que le prix plancher et le mécanisme de soumission relatifs au CT-CP seront fonction des droits de service garanti à court préavis (SG-CP) plutôt que des droits du SG.

Opinion des intervenants

Tenaska a fait valoir que modifier les pratiques liées au TG-CT comme le suggère TransCanada aurait pour effet d'accroître considérablement le risque associé aux contrats de TG-CT, car les

expéditeurs du TG-CT se trouveraient exposés au même risque que les expéditeurs du SG. Le potentiel que les droits de SG fluctuent de manière importante et imprévisible pendant la durée d'un contrat de SG constitue un risque majeur pour les expéditeurs potentiels. Tenaska a affirmé qu'il est impossible de se protéger contre ce risque, qui est beaucoup plus grand qu'on ne l'avait d'abord cru.

De l'avis de Tenaska, le TG-CT est un service dont la valeur est très faible du fait qu'il manque de souplesse sur le plan de l'exploitation. Tenaska a ajouté que la principale caractéristique qui distingue le TG-CT du SG est l'absence de risque lié aux droits, à quoi s'ajoute la possibilité de se protéger du risque ou de conclure une série d'opérations sur le marché en fonction d'une soumission acceptée relativement au TG-CT.

Tenaska a soutenu qu'il n'est ni nécessaire ni approprié d'éliminer la seule et unique caractéristique du TG-CT qui est vraiment positive en plus d'accroître le prix du service jusqu'à concurrence de 60 %. Pour que le TG-CT conserve un peu de sa valeur, Tenaska a suggéré que TransCanada ne modifie pas le mécanisme de soumission en place.

Étant donné le nombre modeste de soumissions relativement au TG-CT et les faibles effets en découlant, Tenaska a fait valoir qu'il n'est pas déraisonnable pour les expéditeurs du TG-CT de payer plus ou moins que les droits du SG correspondants pendant une période relativement courte. Tenaska a laissé entendre que l'Office devrait rejeter les changements proposés par TransCanada parce qu'ils ne sont pas équitables et sont déraisonnables sur le plan de la conception tarifaire et qu'ils porteraient préjudice aux expéditeurs du réseau principal ainsi qu'à d'autres parties prenantes du fait qu'ils affaibliraient la compétitivité du réseau principal. La section 8.6 de la présente décision traite de la proposition de Tenaska pour améliorer le TG-CT, laquelle consiste à offrir l'option de détournement habituelle aux expéditeurs du TG-CT et les mécanismes de flexibilité qui sont actuellement offerts aux expéditeurs du SG aux expéditeurs selon le MAR.

Réplique de TransCanada

De l'avis de TransCanada, il n'y a pas de raison de permettre aux expéditeurs du TG-CT de bloquer des droits pour une période ultérieure puisque les expéditeurs du SG ne le peuvent pas. TransCanada a précisé que l'argument de Tenaska selon lequel les effets pourraient jouer dans les deux sens ne tient pas compte du fait que les expéditeurs disposeraient de renseignements utiles sur les droits susceptibles d'être exigés au cours de l'année et que le mécanisme actuel constituerait une mesure supplémentaire pour les inciter à conclure un contrat de TG-CT à l'avenir, avant un accroissement des droits, ou à reporter la conclusion d'un tel contrat, dans l'attente d'une baisse des droits.

TransCanada a soutenu que la différence entre les produits dégagés des contrats de TG-CT selon la démarche actuelle et selon la démarche proposée peut parfois se révéler grande et que les produits ne sont pas répartis uniformément entre les périodes de manque et de surplus. TransCanada évalue à respectivement 34 millions de dollars et 41 millions de dollars les manques à gagner résultant des deux dernières hausses des droits du réseau principal. Par contraste, entre 2007 et 2011, une seule situation a eu lieu où les expéditeurs du TG-CT ont payé

davantage que ceux du SG et elle tenait à une modification des droits du SG. À cette occasion, des produits de 4,2 millions de dollars seulement avaient été réalisés comparativement aux produits qui auraient été dégagés selon les droits de SG en vigueur. TransCanada a conclu que les montants sont substantiels et la situation a eu des effets négatifs asymétriques.

Opinion de l'Office

Le TG-CT et le CT-CP sont des services garantis pendant de brèves périodes. En raison de leur grande souplesse, les services à court terme sont perçus comme des services à prime. Offrir le TG-CT pour des périodes pouvant compter jusqu'à 364 jours au tarif réduit que constituent les droits de SG créerait des mesures d'encouragement injustes, du même ordre que les astuces visant à contrer les modifications prévues des droits de SG, que TransCanada a décrites. Nous constatons toutefois que ces mesures injustes pourront probablement être évitées si le réseau principal est exploité au moyen de droits fixes pluriannuels.

Décision

Nous jugeons qu'un tarif à prime qui est fonction des droits de SG en vigueur au moment où le service est fourni est acceptable pour le TG-CT et qu'un tarif à prime lié aux droits de SG-CP en vigueur au moment où le service est fourni convient pour le CT-CP.

8.4 Prime pour le SG-CP

TransCanada a proposé de maintenir la méthode actuelle de conception des droits ainsi que la prime de 10 % pour le SG-CP pour 2012 et 2013. Aucune partie ne s'est opposée à la proposition.

Décision

La prime de 10 % pour le SG-CP demeure appropriée. Nous ordonnons donc son maintien.

8.5 Service à prix fixe pluriannuel

Opinion de TransCanada

TransCanada a proposé un nouveau service à prix fixe pluriannuel (SPFP) semblable au SG, dont les principales différences seraient l'établissement des droits pour des périodes allant de trois ans à cinq ans et une durée de contrat minimale qui est supérieure à celle du SG. Les droits visant un bloc particulier de SPFP seraient établis avant d'offrir le service dans le cadre d'un appel de

soumissions, à l'exception des droits de la première année de service, qui correspondraient aux droits de SG applicables cette année-là. TransCanada établirait les droits pour les années subséquentes en fonction de ses prévisions des droits de SG pour les années en question. En conformité avec l'alinéa 60(1)*a*) de la Loi sur l'ONÉ, TransCanada déposerait une demande relative à tous les droits, sauf ceux du SPFP pour la première année.

TransCanada aurait le pouvoir discrétionnaire exclusif d'offrir des blocs de SPFP et, le cas échéant, de choisir le parcours et la durée (trois, quatre ou cinq ans). Les blocs de SPFP seraient offerts au cours du même processus d'appel de soumissions que celui du SG. Bien que TransCanada s'attende, de manière générale, à offrir le SPFP chaque année sur la plupart des parcours, il est possible qu'elle ne l'offre pas dans les cas où elle prévoit, par exemple, qu'une telle offre n'est pas susceptible de susciter des déterminants de facturation supplémentaires sur un parcours en particulier ou que les débits sont trop incertains. TransCanada a fourni d'autres détails sur divers aspects du SPFP, notamment la durée et les caractéristiques proposées pour le service, l'affichage relatif aux appels de soumissions et les critères qu'elle utiliserait pour exercer son pouvoir discrétionnaire à l'égard des blocs de SPFP à offrir.

TransCanada a expliqué qu'elle avait conçu le SPFP en réponse à l'intérêt manifesté par les expéditeurs pour un service qui procure une certitude quant aux droits pendant une période prolongée. TransCanada a ajouté que récemment, la grande instabilité des droits du réseau principal d'une année à l'autre, et l'incertitude s'y rapportant, dissuadent les expéditeurs du réseau principal de conclure des contrats. Le SPFP pourrait promouvoir la conclusion de contrats à long terme supplémentaires, ce qui favoriserait la baisse et la stabilisation des droits pour tous les expéditeurs. TransCanada choisirait ainsi les blocs de SPFP à offrir dans l'objectif de favoriser la conclusion de contrats à long terme supplémentaires ainsi que la stabilité des droits.

TransCanada a affirmé que les droits de SPFP seraient fonction des coûts et que le service respecterait les autres principes et exigences de l'Office. Le service ne ferait pas de distinction injuste parce que tout écart entre les droits du SPFP et ceux d'autres services refléterait correctement les différentes circonstances et que, comme le SPFP serait offert à toutes les parties dans le cadre du processus d'appel de soumissions, chaque partie serait libre de choisir le SG si elle préfère ce service au SPFP.

En contre-interrogatoire, TransCanada a répondu qu'elle serait prête à assumer ce qu'elle appelle le risque principal lié au SPFP, sous réserve de certaines modifications de sa proposition initiale. Ce que TransCanada désigne « risque principal » est le risque que les droits de SPFP soient inférieurs ou supérieurs aux droits de SG correspondants cette année-là, ce qui entraînerait respectivement une perte ou un gain pour TransCanada uniquement. TransCanada a toutefois précisé qu'elle ne modifierait pas sa demande initiale visant le SPFP, mais qu'elle en discuterait avec les parties prenantes.

Opinion des intervenants

L'APPrO s'est dite en faveur du SPFP à la condition que TransCanada assume le risque principal décrit. ANE et l'Ontario ont pour leur part appuyé le SPFP tel qu'il a été proposé. Elle croit qu'il est approprié que les écarts de tarif entre le SPFP et le SG soient reflétés dans les droits de ce

dernier parce que la durée du SPFP est limitée à cinq ans, que les droits sont fonction des droits de SG estimatifs approuvés et que la demande de SG pourrait augmenter. L'Ontario a laissé entendre qu'il faudrait en apprendre davantage sur le concept de SPFP à risque qui a été présenté durant le contre-interrogatoire.

L'ACIG a déclaré que même si elle appuie le concept d'un service garanti qui donne aux expéditeurs la possibilité de bloquer des droits pendant une période donnée, TransCanada a fourni si peu de détails sur sa proposition que celle-ci lui semble dénuée de sens. Centra et Tenaska se sont dites préoccupées par le risque qu'assumeraient les expéditeurs du SG si les droits du SPFP étaient inférieurs aux droits de SG réels. L'ACPP et Centra ont toutes deux affirmé que si le SPFP est approuvé, il devrait être offert à tous les expéditeurs.

Les EZM se sont opposés au SPFP au motif que TransCanada n'a pas fourni suffisamment d'éléments de preuve pour montrer que ce service améliorerait la viabilité à long terme du réseau principal.

Talisman a pour sa part souligné qu'à titre de producteur important de Marcellus ayant l'intérêt de devenir expéditeur dans le triangle de l'Est, la durée maximale de cinq ans du SPFP est trop courte de cinq années. Le réseau principal exige un contrat de dix ans pour appuyer la construction d'une nouvelle installation et l'incertitude entourant les droits sur le réseau principal est très préoccupante quand il s'agit d'envisager la signature d'un tel contrat. Talisman a fait valoir que la situation prive le réseau principal de nouveaux déterminants de facturation et a ajouté que si les intervenants ont fourni des commentaires limités sur la proposition de SPFP, cela tient au fait que le service ne serait pas utilisé fréquemment.

Le Québec a plaidé que le SPFP peut constituer une option intéressante pour les utilisateurs qui accordent de la valeur à la prévisibilité des tarifs. Cependant, en l'absence de détails suffisants sur la proposition, le Québec n'a donné son appui à la proposition de SPFP qu'à la condition que l'Office assure une surveillance étroite du service aux fins des ajustements nécessaires. Le Québec a également proposé qu'en raison de la récente instabilité des droits, l'offre de blocs de SPFP soit limiter au départ aux contrats de trois ans.

Réplique de TransCanada

TransCanada a opposé les divers éléments de preuve présentés pour décrire le SPFP aux suggestions voulant que sa proposition manque de détails. En réponse aux préoccupations exprimées relativement au risque que devraient assumer les expéditeurs du SG, TransCanada a fait valoir que la possibilité de choisir le parcours sur lequel offrir le SPFP contribuerait à faire en sorte que le service offert produise des déterminants de facturation supplémentaires parce qu'il permettrait de conserver les expéditeurs actuels et d'en attirer de nouveaux.

Opinion de l'Office

Nous avons entendu tout au long de l'instance que l'incertitude et l'instabilité des droits sont des préoccupations importantes pour les expéditeurs actuels et éventuels. En partant de cette préoccupation, l'idée d'un service offrant des droits stables pendant plusieurs

années est intéressante. Nous ne sommes pas persuadés que TransCanada n'a pas fourni suffisamment de détails sur sa proposition de SPFP. Nous avons en effet été en mesure d'examiner convenablement le bien-fondé de la proposition au moyen de la preuve déposée au départ, qui comporte une version soulignée du tarif du réseau principal, et de l'information supplémentaire fournie en réponse aux demandes de renseignements et au cours du contre-interrogatoire.

Nous prenons acte des préoccupations au sujet du risque que les expéditeurs du SG devraient assumer si les droits de SPFP sont trop faibles et si le service n'entraîne pas de déterminants de facturation supplémentaires. Cependant, comme nous l'avons indiqué à la section 8.1, nous pensons que les droits fixes pluriannuels et la mesure d'encouragement que nous mettons en œuvre assureront une reddition de comptes importante de TransCanada et inciteront celle-ci à exercer correctement le pouvoir discrétionnaire lié au SPFP.

Nous ne sommes pas convaincus que TransCanada devrait être tenue d'offrir le SPFP sur tous les parcours. Nous pensons qu'une telle exigence risquerait de faire en sorte que TransCanada n'offre pas autant de blocs de SPFP, ce qui priverait toutes les parties de la possibilité de profiter des déterminants de facturation supplémentaires entraînés par le service. Compte tenu des enjeux auxquels le réseau principal est actuellement confronté, nous estimons approprié de permettre à TransCanada de faire concurrence aux autres réseaux au moyen de services adaptés aux réalités des marchés où aboutissent les nombreux parcours du réseau principal.

À la lumière de ce qui précède, nous approuvons le SPFP, bien que nous soyons conscients qu'à très court terme la pertinence de ce service risque d'être limitée puisque nous approuvons également les droits fixes pluriannuels, comme cela est décrit à la section 12.2. En ce qui concerne la proposition formulée au cours du contre-interrogatoire selon laquelle TransCanada assumerait le risque principal du SPFP, nous avons décidé de ne pas approuver une telle version du service pour l'instant, parce que la proposition n'est pas suffisamment détaillée, qu'elle a reçu un appui limité des intervenants et que TransCanada a choisi de ne pas modifier sa proposition initiale.

Décision

Nous approuvons la création du SPFP, tel qu'il a été proposé par TransCanada.

8.6 Mécanisme d'atténuation du risque

Le mécanisme d'atténuation du risque (MAR) permet à un expéditeur qui n'utilise pas la totalité des volumes visés par son contrat au cours d'un mois donné de générer des crédits réalisables en dollars au moyen de la tranche inutilisée. Ces crédits sont ensuite portés en diminution des frais de service liés au TI pour le mois en question, exception faite du prix du produit. Il est ainsi plus

facile pour l'expéditeur de réduire les frais liés à la demande inutilisée (FDI) qu'il doit payer parce qu'il n'a pas utilisé la totalité des volumes prévus au contrat, sans égard au parcours choisi pour le TI et au moment où il a utilisé le TI durant le mois.
Lancé par TransCanada à titre de projet pilote en 2004, le MAR a été prolongé et modifié avant de devenir une caractéristique permanente du service en 2009. Il est disponible dans le cadre des contrats de service garanti suivants : les contrats de SG à grande distance, les contrats de SG à courte distance liés à un contrat de SG à grande distance à un point particulier commun (c'est-à-dire que le contrat de SG à courte distance prolonge le contrat de SG à grande distance dont est titulaire le même expéditeur), ainsi que les contrats de STS et de STS-L.

Opinion de TransCanada

TransCanada a proposé d'éliminer le MAR 90 jours après le début du mois suivant la publication de la présente décision. TransCanada a soutenu que le MAR a été conçu et mis en œuvre au départ à titre d'outil de commercialisation afin de vendre davantage de contrats de SG à grande distance. Selon elle, le MAR ne fonctionne pas comme prévu parce qu'il n'a pas contribué à accroître les contrats de SG. En fait, les contrats de SG à grande distance sont en baisse depuis 2005. TransCanada a plaidé que si un service ou une de ses caractéristiques nuit à la rentabilité à long terme d'un pipeline ou à l'ensemble des expéditeurs, la société pipelinière devrait avoir le droit d'éliminer le service ou la caractéristique en question.

TransCanada a expliqué que les produits divers discrétionnaires (PDD) générés par le réseau principal, qui comprennent les produits tirés du TI déduction faite des crédits du MAR, se situent à un niveau sous-optimal en raison de la disponibilité des crédits du MAR. TransCanada a affirmé que ces crédits nuisent aux produits tirés du TI, ce dont témoigne le fait que plus de 90 % des produits bruts tirés du TI en 2010 ont été contrebalancés par des crédits du MAR.

TransCanada a ajouté que l'élimination du MAR est conforme au principe de causalité des coûts et de l'utilisateur-payeur. Le maintien du MAR provoquerait une distorsion du prix du SG parce que le MAR a pour effet de regrouper les caractéristiques du SG et du TI. TransCanada a souligné que, dans les faits, les droits du SG facturés à un expéditeur qui ne génère pas de crédits du MAR, comme un expéditeur ayant des coefficients de charge élevés, comprennent le coût, pour le réseau principal, des crédits du MAR utilisés par d'autres expéditeurs du SG. Elle a précisé que, bien que les cinq plus grands utilisateurs des crédits du MAR en 2010 comptaient pour plus de la moitié des crédits du MAR utilisés sur le réseau principal, ces cinq utilisateurs ne représentaient qu'environ 7 % des contrats de SG admissibles au MAR.

TransCanada a reconnu que le MAR accroît le nombre d'opérations sur le marché secondaire, où se traitent notamment des opérations au moyen desquelles des expéditeurs allouent la capacité ou la cèdent dans le cadre d'opérations de gré à gré qui ne sont pas réglementées par l'Office. La définition de ce marché pourrait comprendre, selon certains, le service non garanti offert par le gazoduc. Au moyen de modèles internes, TransCanada a estimé que l'élimination du MAR entraînerait une diminution des réceptions annuelles moyennes du réseau principal en provenance de l'Ouest de 360 millions de pieds cubes (10,2 Mm^3/j) comparativement au scénario où le MAR est disponible. TransCanada a toutefois soutenu que le nombre accru d'opérations sur le marché secondaire nuit au marché primaire, sur lequel TransCanada doit se concentrer pour

demeurer rentable à long terme. À son avis, à l'heure actuelle, le marché secondaire est mal structuré et est faussé parce qu'elle est limitée en matière de tarification variable du TI et parce que la majorité des volumes de TI sont transportés sous le régime des crédits du MAR.

TransCanada a en outre abordé les préoccupations exprimées par les intervenants selon lesquelles l'élimination du MAR entraînerait une réduction du prix NIT. TransCanada a reconnu que, toutes choses étant égales par ailleurs, l'abolition du MAR aurait de manière générale l'effet de réduire le prix NIT et, par conséquent, d'accentuer l'écart de prix entre le NIT et Dawn. Elle a cependant plaidé que, dans le contexte de la proposition de restructuration dans son ensemble (qui englobe l'élimination du MAR), les modèles de TransCanada et de Wood Mackenzie montrent que l'effet net de l'élimination du MAR serait plutôt une hausse du prix NIT.

Selon les estimations de TransCanada, l'élimination du MAR favoriserait un accroissement des produits discrétionnaires de l'ordre de 50 millions de dollars à 150 millions de dollars pour 2012 et 2013. Ces estimations sont fondées sur les analyses historiques des achats de TI et de TG-CT, au moyen de crédits du MAR ou non. TransCanada a utilisé la partie inférieure de la fourchette pour calculer les droits et les besoins en produits nets pour 2012 et 2013.

TransCanada a ajouté que, même sans le MAR, les expéditeurs du SG disposeraient d'un certain nombre de moyens pour atténuer l'effet des FDI exigibles qui sont générés lorsque les expéditeurs n'utilisent pas la totalité des volumes visés par leur contrat. À l'heure actuelle, les expéditeurs se servent de la capacité de TI acquise au moyen de leurs crédits du MAR pour réduire leurs FDI. L'élimination du MAR ne limiterait ni ne réduirait les droits en matière d'allocation, de détournement ou de point de réception de rechange dont les expéditeurs disposent pour réduire leurs FDI ou pour participer à des opérations sur le marché secondaire.

Opinion des intervenants

ANE

ANE a appuyé l'abolition du MAR. À son avis, le MAR n'a pas atteint le but visé qui était de favoriser la conclusion de contrats de SG et a même eu l'effet contraire, car il a plutôt contribué à l'accroissement des droits du SG du fait qu'il entraîne une perte générale des produits tirés du réseau.

ANE a soutenu que le MAR peut procurer certains avantages aux titulaires d'un contrat de SG, mais qu'il n'a que des effets négatifs sur les produits et la stabilité des droits du réseau. Elle a également souligné l'inefficacité du MAR pour éviter la baisse des contrats de SG. Elle a enfin laissé entendre qu'il est fautif de comparer les gains de 50 millions de dollars au titre des PDD à la perte de crédits de TI générés par le MAR d'un montant de 400 millions de dollars pour prouver l'incidence financière de l'élimination du MAR.

BP

BP a déclaré que novembre 2013 devrait être la date par défaut pour toute modification d'un service ou de la tarification du réseau principal, notamment pour l'abolition du MAR, afin d'éviter les modifications de contrat en milieu d'année.

Centra

Centra s'est opposée à l'abolition du MAR. Centra a allégué que pour favoriser la conclusion de contrats de SG sur le réseau principal, TransCanada devrait offrir des services comportant davantage, et non pas moins, de caractéristiques et de souplesse, et que TransCanada devrait conserver le MAR. Centra a soutenu qu'il n'est pas approprié de définir le MAR comme un service gratuit. En fait, les volumes transportés sous le régime du MAR ont déjà été payés par les expéditeurs du SG, au plein tarif.

Centra a expliqué qu'elle se sert du MAR pour atténuer les fluctuations marquées de la charge et son accès limité au stockage local. Les détournements, qui exigent le rejet de gaz au cours de la journée, ne l'aident pas vraiment à réduire ses FDI. Si le MAR était éliminé, Centra devrait recourir à des détournements, et à la libération connexe de la capacité de SG visée par son contrat, ce qui serait moins efficace et plus difficile sur le plan de l'exploitation que le recours au MAR. Centra a également affirmé qu'elle réévaluerait sa demande de contrat de transport garanti sur le réseau principal si le MAR était éliminé.

EZM

Les EZM se sont opposés à l'abolition du MAR, qu'ils ont maintenu dans leur proposition de rechange visant le réseau principal pour la période de 2012 à 2014. Les EZM ont affirmé que le maintien du MAR est plus important que jamais afin d'offrir aux expéditeurs du réseau principal une certaine stabilité sur le plan des marchés et des services. Les EZM ont laissé entendre que l'élimination du MAR minerait la capacité du réseau principal à obtenir des déterminants de facturation supplémentaires sur de longues distances, parce que cela réduirait la valeur du SG.

Selon eux, le MAR est un outil unique qui permet de réduire les FDI et de distinguer le réseau principal des autres pipelines. Qui plus est, l'abolition du MAR se traduirait par une situation contraire à l'objectif de TransCanada d'offrir aux expéditeurs du réseau principal davantage de certitude, de stabilité et de concurrence en matière de droits.

Les EZM ont soutenu que le MAR favorise l'efficacité du marché secondaire et qu'il accroît les achats d'approvisionnement provenant du BSOC afin de desservir les marchés de l'Est. Les crédits du MAR permettent le transport des approvisionnements du BSOC même lorsque l'écart de base est inférieur aux droits de TI. Les EZM ont laissé entendre que le gaz transporté sous le régime des crédits du MAR est plus susceptible d'être remplacé par du gaz provenant de sources autres que le BSOC que d'accroître les produits tirés du TI sur le réseau principal, comme l'a prévu TransCanada.

Les EZM ont soutenu que le gain relativement faible que TransCanada prévoit réaliser grâce à l'élimination du MAR est un mauvais échange par rapport au montant des crédits du MAR généré par les expéditeurs du SG.

Union

Union a plaidé que pour assurer la charge saisonnière de la concession du Nord de l'Ontario, il est essentiel d'avoir accès au MAR pour réduire les coûts de l'excédent de capacité pendant les périodes autres que de pointe et que l'abolition du MAR aurait pour effet d'accroître le coût du gaz net consommé par les clients de la concession. Union a soutenu que l'élimination du MAR risque plutôt d'entraîner la perte d'autres contrats à longue distance, ce qui ferait augmenter le coût net pour le reste des expéditeurs à longue distance. Elle a laissé entendre que de telles répercussions ne correspondent ni au concept de « droits justes et raisonnables » pour le transport à longue distance ni à l'intérêt public.

Tenaska

Tenaska a proposé de maintenir le MAR et de l'offrir dans le cadre d'autres services de transport. Selon elle, l'abolition du MAR entraînerait une baisse de la valeur et une hausse du coût du SG pour les expéditeurs de ce service et inciterait les expéditeurs à se procurer des services de transport auprès d'un autre pipeline. Tenaska a expliqué que ses principaux facteurs de décision pour conclure un contrat de transport sur le réseau principal sont le MAR, la stabilité des droits et le niveau des droits. Tenaska a allégué que l'élimination du MAR ferait cesser les activités de gestion de l'actif relatives au réseau principal et que si le MAR devait être éliminé, il devrait l'être à compter du 1er novembre 2013 afin de permettre l'échéance des contrats en cours de manière naturelle. L'élimination du MAR avant cette date pourrait faire des gagnants et des perdants à grande échelle.

Tenaska est d'avis que le MAR n'a pas d'incidence sur les négociations de base entre le pipeline et les expéditeurs du service garanti. Même s'il est en vigueur, les expéditeurs du SG ne peuvent utiliser davantage de capacité que ce qui est prévu à leur contrat de SG, et TransCanada touche un paiement pour chaque unité de capacité utilisée pour fournir le SG. Tenaska a fait valoir que TransCanada devrait à tout le moins être tenue de montrer que le tarif sans MAR est plus juste et raisonnable que le tarif qui tient compte du MAR.

Tenaska a affirmé que la preuve de TransCanada ne tient pas compte de l'incidence négative de l'élimination du MAR. Selon la société, toute étude de l'incidence de l'abolition du MAR devrait se pencher sur l'efficience du marché, la concurrence, les expéditions de gaz, les prix du marché et le coût du gaz livré. Certes, l'Office ne devrait pas se préoccuper d'abord des effets sur le marché, mais la saine concurrence des marchés secondaires a un effet favorable, ce qui est positif du point de vue de l'intérêt public.

Tenaska a ajouté que le MAR a un effet bénéfique sur le marché parce qu'il permet au gaz d'être acheminé sur le marché secondaire, où sa valeur est la plus grande, même lorsque la différence de valeur est inférieure au prix plancher habituel des soumissions visant le TI, qui correspond aux droits du SG. Tenaska a expliqué que le MAR a pour effet de réduire le coût du transport

entre Empress et Emerson, ce qui fait augmenter la demande de gaz dans le BSOC, accroît les prix NIT et réduit les prix de marché du gaz acheté au meilleur cours possible.

Tenaska a fait valoir que la concurrence livrée par le réseau principal devrait viser principalement les expéditeurs discrétionnaires et que, pour attirer ces derniers, il doit offrir des services discrétionnaires améliorés à meilleur coût. Au moins avec le MAR, a fait observer Tenaska, le SG sur le réseau principal est comparable au SG sur d'autres pipelines. Tenaska a soutenu que le MAR est une exception unique qui a sa place sur le réseau principal étant donné la répartition du marché géographique de celui-ci. Par exemple, la plupart des marchés captifs où le SG est offert se trouvent dans l'Est et le seul marché secondaire viable qui offre encore des services discrétionnaires se trouve en amont, à Emerson. Tenaska a laissé entendre que d'autres mesures de réduction des FDI, comme le détournement et des points de réception et de livraison secondaires, sont inefficaces lorsque la répartition géographique du pipeline est semblable à celle du réseau principal. Le MAR permet en revanche aux expéditeurs du SG d'avoir accès à des points de livraison en amont, tels qu'Emerson.

Tenaska a convenu qu'il serait approprié d'éliminer le MAR si, sur une base globale nette, le MAR se traduisait par une perte pour les parties prenantes. Elle estime toutefois que le MAR représente un avantage net pour les parties prenantes du réseau principal et la société en général. Tenaska a souligné que le MAR engendre de nombreuses activités de gestion et d'optimisation de l'actif à l'égard du réseau et que la valeur créée par le MAR s'accroît selon les modalités des ententes privées et varie en fonction de la conjoncture. Pour Tenaska, la valeur du MAR ne compte que pour une partie de la valeur totale. Lorsqu'elle était titulaire de contrats de SG entre 2004 et 2008, la valeur du MAR se situait, selon ses estimations, entre 0,10 $/GJ et 0,40 $/GJ. Depuis 2008, Tenaska est partie à diverses ententes de gestion de l'actif avec d'autres expéditeurs du SG sur le réseau principal. Selon de telles ententes, la valeur du MAR se situe entre 0,10 $/GJ et 0,95 $/GJ pour elle.

Tenaska a soutenu que TransCanada a surévalué le gain net potentiel dégagé des PDD si le MAR est éliminé et que la fourchette devrait plutôt s'établir entre zéro et 150 millions de dollars. Tenaska a précisé que l'abolition du MAR est susceptible de réduire les produits généraux du réseau principal parce que le SG perdrait de sa valeur et que des expéditeurs pourraient se tourner vers d'autres pipelines pour répondre à leurs besoins de transport à grande distance. Tenaska a convenu qu'en général, la souplesse a son prix pour un pipeline et qu'éliminer cette souplesse peut se traduire par une hausse des produits et une baisse correspondante des droits de SG. Cependant, les mesures visant la souplesse sont bon marché comparativement à la valeur et aux avantages qu'elles offrent aux expéditeurs, entre autres, parce qu'elles favorisent une concurrence efficace sur les marchés.

Plutôt que d'éliminer le MAR, Tenaska a proposé d'étendre les caractéristiques liées aux crédits et aux détournements à tous les contrats de SG à courte distance et de TG-CT. De l'avis de Tenaska, ces propositions permettraient d'accroître la compétitivité du réseau principal, de susciter des débits et des produits supplémentaires et d'aligner le TG-CT du réseau principal sur les services à court terme souples qui sont offerts par les concurrents américains du réseau principal. Tenaska a ajouté qu'étant donné le marché actuel, la restriction des caractéristiques des contrats de TG-CT par rapport aux contrats de SG ne semble pas répondre à un objectif relatif à

la réglementation ou à l'équité et que par principe, elle devrait être éliminée. Tenaska a expliqué que sa proposition d'étendre le MAR au TG-CT contribuerait à réduire le risque et à créer des possibilités et des mesures d'encouragement pour les expéditeurs titulaires de contrats à court terme qui n'ont pas besoin du SG.

TransGas

TransGas est favorable au maintien du MAR, parce que les avantages, pour le réseau principal, d'éliminer le MAR sont incertains et qu'ils ne justifient pas la perte des avantages du MAR pour les expéditeurs du SG.

Ontario

L'Ontario s'est opposé à l'élimination du MAR pour l'année d'essai 2013. Il a soutenu que les expéditeurs de l'Est constatent encore la valeur du MAR et l'objectif initial de ce dernier d'inciter les expéditeurs à conclure des contrats de SG.

Québec

Le Québec a maintenu que l'utilisation que font certains expéditeurs des crédits MAR est inadmissible pour le réseau principal. Il n'est toutefois pas d'accord avec TransCanada au sujet de l'élimination du MAR. Le Québec pense qu'il est préférable d'ajuster les critères d'utilisation des crédits MAR.

Réplique de TransCanada

TransCanada a répliqué que même si le MAR était éliminé, les expéditeurs disposeraient encore de nombreux moyens pour réduire leurs FDI et que ces moyens n'auraient pas l'incidence négative du MAR sur les PDD. Certains de ces moyens, notamment le détournement vers un point de livraison en aval, génèrent des produits pour le réseau principal. Selon TransCanada, parce que les expéditeurs du SG auraient davantage recours aux autres moyens de réduire leurs FDI une fois le MAR éliminé, il serait inexact de suggérer que les expéditeurs du SG subiraient une perte nette en raison de l'écart entre les récents crédits MAR annuels d'environ 400 millions de dollars et le gain potentiel de 50 millions de dollars en PDD annuels que réaliserait le réseau principal à la suite de l'abolition du MAR.

TransCanada a affirmé que le MAR équivaut à une réduction obligatoire du prix des services de TI, mais ne produit aucun avantage pécuniaire pour le réseau. TransCanada a laissé entendre que si le réseau principal était autorisé à offrir des réductions de prix, celles-ci devraient être plus directes et transparentes et tous les avantages pécuniaires en découlant pourraient servir à réduire les droits de SG sur le réseau principal.

TransCanada s'est opposée à la proposition de Tenaska d'étendre le MAR au TG-CT et au SG à courte distance, car cela ne ferait qu'aggraver les préoccupations actuelles relativement au MAR et ne favoriserait pas la conclusion de contrats à longue distance. TransCanada s'est également opposée à la proposition de Tenaska d'étendre au TG-CT d'autres mesures de souplesse, telles

que le détournement, parce que le TG-CT est conçu pour répondre à des besoins à court terme particuliers et que, par le fait même, il ne devrait pas comporter de caractéristiques de souplesse.

Opinion de l'Office

Nous estimons que le MAR a une grande valeur pour les expéditeurs qui l'utilisent. Cependant, nous sommes d'avis que les expéditeurs qui n'utilisent pas beaucoup le réseau principal, mais qui doivent vraiment y avoir accès de manière garantie doivent assumer le coût raisonnable de la capacité visée par leur contrat pendant toute l'année. Il n'y a pas de justification pour qu'un tel expéditeur ait le droit de réduire, grâce au MAR, le montant réel qu'il doit payer pour la capacité visée par son contrat.

Selon nous, la structuration du SG a le mérite de faire en sorte que lorsqu'un expéditeur conclut un contrat de SG, il doit généralement payer la capacité garantie lorsqu'il en a besoin. Le MAR crée une grande distorsion à cet égard, du fait qu'il offre une caractéristique de service supplémentaire, sans lien réel avec le service, qui a beaucoup de valeur pour certains expéditeurs et très peu, voire aucune, pour d'autres, selon, surtout, les coefficients de charge de l'expéditeur en question. Les autres moyens à la disposition des expéditeurs pour réduire les FDI créent beaucoup moins de distorsion.

Dans la présente décision, nous accordons au réseau principal une grande latitude pour optimiser les produits de TI. Le maintien du MAR compromettrait grandement l'efficacité de cette latitude. Nous soulignons par ailleurs que, grâce à son nouveau pouvoir discrétionnaire en matière de tarification variable, TransCanada sera en mesure de réduire le prix du TI à un niveau inférieur aux droits du SG. En d'autres termes, le transport de volumes sous le régime du MAR à l'heure actuelle, qui n'aurait pas lieu si le prix plancher des soumissions de TI était de 100 % du tarif de SG, pourrait tout de même avoir lieu.

Nous jugeons que la preuve montre clairement que l'élimination du MAR entraînera un accroissement des PDD nets, ce qui, toutes choses étant égales par ailleurs, devrait contribuer à la baisse des droits de SG avec le temps, ce qui est le plus important dans les circonstances actuelles. Nous nous attendons à ce que cela permette de compenser la diminution des contrats de SG à longue distance qui pourrait découler de la perte de la valeur que représente le MAR pour certains expéditeurs du SG à longue distance.

Selon nous, les avantages qui découleront de l'abolition du MAR contrebalanceront largement les avantages accessoires que crée le MAR sur le marché parce qu'il entraîne un accroissement des débits du réseau principal ainsi qu'une incidence connexe sur les prix du marché. Compte tenu de tous ces facteurs, nous jugeons que dans les circonstances actuelles, il est approprié d'éliminer le MAR.

En ce qui concerne la mise en œuvre de cette décision, nous trouvons qu'il n'y a pas de raison convaincante de reporter l'élimination du MAR à une période subséquente à la période proposée par TransCanada, soit 90 jours après le début du mois suivant la publication de la présente décision. Certes, l'élimination du MAR risque d'avoir une

incidence sur les expéditeurs titulaires d'un contrat de SG à longue distance et sur les parties à d'autres opérations de gré à gré, mais toutes les parties concernées ont eu le temps nécessaire pour prendre conscience de l'élimination potentielle du MAR. TransCanada a déposé sa demande le 1er septembre 2011 et la question du MAR a fait l'objet d'un examen approfondi tout au long de l'instance. Les parties ont donc eu amplement le temps de prendre les moyens qu'elles ont jugés nécessaires pour atténuer les effets de la présente décision, le cas échéant. Par conséquent, nous estimons que retarder l'élimination du MAR reporterait inutilement la réalisation de tout avantage à l'échelle du réseau.

Enfin, nous croyons qu'il est essentiel que le réseau principal continue d'innover et de mettre à l'essai de nouveaux services et de nouvelles caractéristiques de service afin de créer une valeur à la fois pour les expéditeurs et le réseau. Si, une fois mis en œuvre ou en présence de nouvelles circonstances, de tels services ou caractéristiques se révèlent ou deviennent nuisibles pour le réseau principal, il est possible qu'ils doivent être éliminés. À l'origine, le MAR avait été instauré pour promouvoir le renouvellement des contrats de SG à longue distance et en accroître le nombre. Toutefois, comme il est décrit au chapitre 2, le nombre de contrats de SG à longue distance a considérablement baissé depuis le lancement du MAR, et il existe maintenant un important excédent de capacité. Le réseau principal doit être autorisé à adapter ses services et leurs caractéristiques lorsque les circonstances changent.

Décision

Le MAR sera éliminé 90 jours après le début du mois suivant la publication de la présente décision.

8.7 Proposition d'abolir certains services

TransCanada a proposé d'éliminer le service garanti d'hiver à long terme (SGH-LT) et le service garanti offert (SGO). Dans les Motifs de décision RH-3-94, l'Office a approuvé une capacité limitée relativement au SGH-LT, et le dernier contrat de SGH-LT est arrivé à échéance le 31 mars 2005. TransCanada a plaidé que l'Office s'était penché sur la question de la conversion du SGO au SG dans les Motifs de décision RH-1-97 et que le dernier contrat de SGO avait été converti au SG le 31 octobre 2000.

Opinion de l'Office

Puisque le SGH-LT et le SGO ne sont plus utilisés depuis plusieurs années et que tous les contrats conclus à l'égard de ces services sont échus, nous jugeons qu'il est approprié de les éliminer.

Décision

Nous autorisons l'élimination du SGH-LT et du SGO.

8.8 Service bidirectionnel et créneaux de commande

Service bidirectionnel

Les EZM ont suggéré à TransCanada de mettre au point et d'offrir un service bidirectionnel garanti. Les EZM ont déclaré que TransCanada sait sans doute que la majorité de ses besoins en produits sont récupérés sur les marchés desservis par des sociétés de distribution locale, y compris par des membres des EZM. TransCanada devrait par conséquent offrir des services qui répondent aux besoins de ces expéditeurs. D'après les EZM, TransCanada devrait explorer tous les moyens susceptibles de lui permettre d'accroître la valeur et la compétitivité des contrats visant le réseau principal. L'offre, à prix concurrentiel, de services de premier ordre qui répondent aux besoins du marché permettrait à TransCanada de s'adapter plus facilement au marché de l'offre, de la demande et du transport de gaz naturel, qui évolue continuellement.

Les EZM ont fait valoir que, par le passé, les sociétés de distribution locale ont demandé à TransCanada d'offrir un service bidirectionnel à courte distance afin de répondre à leurs besoins d'équilibrage de la charge. Il s'agirait notamment d'un service :

- autonome qui permettrait à l'expéditeur de faire transporter la quantité visée par son contrat jusqu'à, ou depuis, un point ou une zone de réception ou de livraison désigné;
- à contrat d'une durée minimale d'un an pour la capacité existante;
- offrant une possibilité de renouvellement annuel avec préavis de six mois;
- comportant huit créneaux de commande;
- dont le tarif correspondrait aux droits du SG plus une prime de 10 %.

Les EZM ont affirmé que le service bidirectionnel garanti comblerait une lacune de la gamme de services qu'offre le réseau principal. Les EZM ont souligné que bien que le STS et le SG-CP confèrent une certaine souplesse quant aux créneaux de commande, aucun des deux services n'offre aux expéditeurs la possibilité d'un écoulement dans les deux sens. Par ailleurs, le STS n'est disponible que s'il se rattache à un contrat de SG. À l'heure actuelle, pour obtenir un service bidirectionnel garanti, un expéditeur doit conclure deux contrats de SG distincts : un visant le transport du point A au point B et l'autre, pour le transport du point B au point A. Par conséquent, l'expéditeur doit payer deux fois pour le même parcours, ce qui n'est pas concurrentiel, selon les EZM.

Les EZM ont ajouté qu'avoir la possibilité de faire transporter du gaz naturel dans les deux sens de manière garantie sur une base annuelle ou saisonnière permettrait à certains membres des EZM d'utiliser efficacement leur contrat avec le réseau principal entre leur source d'approvisionnement et leur zone de marché ou les installations de stockage, ou les deux.

Opinion de TransCanada

TransCanada a témoigné qu'elle doit pouvoir modifier ses produits et services plus rapidement et qu'elle devrait être libre de mettre au point des services et de les tarifer de manière à susciter davantage de volumes sur le réseau principal ou du moins, à maintenir les volumes actuels.

TransCanada a affirmé qu'il n'est pas nécessaire pour le moment d'établir un service bidirectionnel. Elle a soutenu que la gamme actuelle de services offerts sur le réseau principal est conçue pour répondre aux besoins d'équilibrage du marché et comporte de nombreuses options, notamment :

- le STS;
- le STS-L, service similaire au STS qui a été conçu à l'intention des sociétés de distribution locale dont les services sont dégroupés;
- la possibilité de réception d'une ZLD pour le TI et le TG-CT;
- le SG-CP et le CT-CP, qui offrent davantage de souplesse quant aux créneaux de commande ainsi qu'une caractéristique de réservation de capacité pour faciliter la gestion des charges importantes et volatiles, ce qui permet de réduire les frais d'équilibrage.

TransCanada a laissé entendre que les EZM n'ont pas évalué les effets possibles du service bidirectionnel proposé sur d'autres services, mais qu'ils ont reconnu qu'ils concluraient des contrats de service bidirectionnel plutôt que des contrats de SG et de STS en raison des exigences liées à ces deux services. TransCanada a fait observer que les droits proposés pour le service bidirectionnel représenteraient moins de 5 % des droits cumulatifs associés au SG et au STS à longue distance, ce qui met en évidence les pertes potentielles de produits que risque d'entraîner le service bidirectionnel proposé. TransCanada est d'avis que la question n'en est pas une de disponibilité du service ou de capacité d'atteindre l'objectif visé par le service, mais plutôt une intention évidente de convertir les contrats actuels pour avoir accès à d'autres options.

Créneaux de commande supplémentaires

Opinion des intervenants

Les EZM ont également proposé que TransCanada offre des créneaux de commande supplémentaires (pour en porter le nombre de quatre à huit) tant pour le service garanti que le service bidirectionnel proposé par eux, parce que cela permettrait aux expéditeurs de mieux servir leurs marchés. Par exemple, le STS offre huit créneaux de commande au lieu de quatre, ce qui fonctionne bien pour les membres des EZM, parce que cela facilite le jeu de navettes des installations de transport à celles de stockage, et vice versa, tout au long de la journée. Les EZM savent que TransCanada offre actuellement le SG-CP, qui dispose de 96 créneaux de commande. Ce service n'est cependant offert qu'aux clients qui disposent de compteurs distincts au niveau de la ZLD.

Selon eux, l'ajout de créneaux de commande pour les contrats de SG améliorerait grandement les services offerts par TransCanada et ne limiterait pas la capacité de TransCanada d'exploiter le réseau principal. Compte tenu des exigences d'équilibrage de la charge qu'ils sont tenus de

respecter, les EZM estiment que l'ajout de créneaux de commande pour les contrats de SG constituerait une amélioration du service appréciée par les EZM et, peut-être, par d'autres expéditeurs.

Opinion de TransCanada

TransCanada a constaté qu'aucune partie n'a expliqué les raisons pour lesquelles les quatre créneaux de commande actuels utilisés par la majorité des gazoducs nord-américains ne suffisent pas pour répondre aux besoins des expéditeurs du réseau principal. Selon elle, la preuve produite par les EZM à l'appui de leur proposition est vague et repose sur des affirmations sans fondement. TransCanada a par ailleurs laissé entendre que les EZM n'ont pas fourni d'évaluation des effets potentiels de leur proposition.

TransCanada a souligné que davantage de souplesse quant aux créneaux de commande est offerte aux expéditeurs du réseau principal à des fins d'équilibrage. Elle a fait remarquer que Gaz Métro, Enbridge et Union ont eu recours au STS et à ses huit créneaux de commande pendant de nombreuses années afin de favoriser l'équilibre entre les besoins de leurs marchés et leurs besoins de stockage. TransCanada a ajouté qu'elle offre déjà davantage de souplesse relativement aux créneaux de commande par l'entremise du SG-CP et du CT-CP, qui comptent jusqu'à 96 créneaux de commande chaque jour. Ces services seraient disponibles en libre-accès à tout expéditeur du réseau principal ayant besoin d'une plus grande souplesse concernant les créneaux de commande que ce qui est offert par les quatre créneaux habituels, sous réserve du respect des exigences stipulées dans le tarif du réseau principal.

TransCanada a demandé le rejet de la proposition visant l'ajout de créneaux de commande, parce que les EZM n'ont pas démontré la nécessité d'en ajouter d'autres. Pour conclure, TransCanada a dit que la gamme de services offerts par le réseau principal comprend des services qui offrent un plus grand nombre de créneaux de commande aux expéditeurs qui souhaitent disposer de davantage de souplesse.

Opinion de l'Office

Comme TransCanada, nous estimons que la gamme actuelle de services offerts sur le réseau principal répond aux besoins d'équilibrage du marché et qu'elle comporte de nombreuses options. Nous relevons toutefois l'affirmation de certains expéditeurs, tels que les EZM, pour qui les services actuels ne répondent pas à leurs besoins. Nous avons entendu une preuve contradictoire de la part de TransCanada au sujet de ce service, soit que le service bidirectionnel n'est pas nécessaire pour le moment et qu'elle ne s'oppose pas à l'offre d'un service bidirectionnel, mais doit déterminer la tarification appropriée. À notre avis, TransCanada est la mieux placée pour évaluer les effets des services proposés sur l'exploitation de ses pipelines.

En ce qui concerne l'utilisation optimale de l'ensemble du réseau, nous sommes persuadés que TransCanada pourrait mettre au point et tarifer rapidement de nouveaux produits dans le but de susciter des volumes supplémentaires. La preuve présentée ne nous a pas convaincus qu'un service bidirectionnel est nécessaire en ce moment. Par

conséquent, nous ne sommes pas prêts à ordonner à TransCanada d'offrir un service bidirectionnel pour le moment et nous ne jugeons pas nécessaire de commenter la question de la tarification adéquate du service ou du nombre de créneaux de commande qu'il exige.

Pour ce qui est de la demande des EZM que le nombre de créneaux de commande soit porté de quatre à huit, nous ne sommes pas convaincus qu'il soit nécessaire d'ajouter des créneaux de commande pour le service garanti. Selon nous, les quatre créneaux de commande actuels qui sont utilisés par la majorité des gazoducs nord-américains sont suffisants pour répondre aux besoins des expéditeurs du réseau principal. La preuve entendue ne nous a pas convaincus que le maintien du nombre de créneaux de commande à quatre aurait un effet nuisible. À notre avis, les huit créneaux de commande disponibles pour le STS sont suffisants et permettent aux sociétés de distribution locale de répondre à leurs besoins d'équilibrage de la charge. Nous pensons que pour répondre à de tels besoins, il serait plus efficace de leur offrir des services particuliers que d'augmenter le nombre de créneaux de commande pour le service garanti.

Décision

Nous rejetons la demande de service bidirectionnel garanti et la demande en vue de faire passer le nombre de créneaux de commande de quatre à huit pour tous les services de transport garanti.

8.9 Service garanti saisonnier assorti de droits de renouvellement

Centra a plaidé qu'un service garanti saisonnier assorti de droits de renouvellement lui procurerait la souplesse requise pour modeler sa charge de manière fiable et rentable. TransCanada aurait par ailleurs l'assurance de toucher des produits pendant une saison complète, tout particulièrement parce que Centra serait prête à envisager une durée supérieure à un an pour un service garanti d'hiver à long terme assorti de droits de renouvellement. Centra s'attendrait à ce que le prix d'un tel service soit majoré de manière raisonnable.

Opinion de TransCanada

TransCanada a déclaré que l'opinion de Centra n'est pas claire : est-ce que Centra propose l'offre d'un tel service ou informe-t-elle simplement l'Office et les parties de son intérêt à l'égard d'un tel service? Quoi qu'il en soit, TransCanada s'oppose à la mise en œuvre d'un service garanti saisonnier assorti de droits de renouvellement. Selon elle, Centra n'a pas fourni d'évaluation des effets possibles d'un tel service sur les contrats à l'égard du réseau principal et de l'ampleur de ces effets sur la capacité du réseau principal de générer des produits.

TransCanada s'est dite préoccupée par la possibilité qu'un service garanti saisonnier distinct assorti de droits de renouvellement n'entraîne une préférence pour ce service au détriment du SG et du STS, situation qui se traduirait par la perte de déterminants de facturation. Par ailleurs, TransCanada ne croit pas qu'une majoration des droits de SG de 10 % serait appropriée pour un

service pouvant être utilisé sur une base renouvelable au cours des mois les plus achalandés de l'année, parce qu'il ferait obstacle aux ventes de capacité garantie sur une base annuelle et ne contribuerait que légèrement au coût annuel de prestation du service pendant la période de pointe.

Opinion de l'Office

Nous trouvons légitime la préoccupation de TransCanada au sujet de la possibilité qu'un service garanti saisonnier assorti de droits de renouvellement fasse obstacle aux ventes de capacité garantie sur une base annuelle. Par conséquent, nous n'approuvons pas le service garanti saisonnier assorti de droits de renouvellement.

Décision

Nous rejetons la demande de service garanti saisonnier assorti de droits de renouvellement.

Chapitre 9

Rendement équitable et risque commercial pour le réseau principal

Lorsque les droits sont établis conformément à une méthode fondée sur le coût du service, l'organisme de réglementation est tenu de déterminer un rendement équitable pour l'investissement effectué par la société réglementée. Le bénéfice qui sera tiré des activités réglementées dépendra dans une large mesure de ce rendement équitable. Fondé sur des décisions judiciaires et réglementaires, le rendement autorisé pour une société réglementée doit respecter la norme de rendement équitable.

Le présent chapitre porte sur l'évaluation du risque commercial pour le réseau principal et sur l'établissement d'un rendement équitable conformément à la norme de rendement équitable. La norme de rendement équitable est présentée à la section 9.1, puis l'évaluation du risque commercial suit à la section 9.2. Les échantillons de sociétés comparables au réseau principal qui ont été présentés sont analysés à la section 9.3, et les méthodes servant à estimer le coût du capital sont abordées à la section 9.4.

Enfin, la preuve déposée quant au rendement recommandé pour le réseau principal est examinée à la section 9.5 pour déterminer un rendement équitable.

9.1 Norme de rendement équitable

La norme de rendement équitable précise les exigences auxquelles doit répondre le rendement autorisé pour le service public, et ces critères sont les suivants :

- être comparable au rendement que rapporterait le capital investi dans une autre entreprise présentant un risque analogue (critère de l'investissement comparable);
- permettre à l'entreprise réglementée de préserver son intégrité financière (critère de l'intégrité financière);
- donner la possibilité à l'entreprise d'attirer des capitaux additionnels à des conditions raisonnables (critère de l'effet d'attraction de capitaux).

Au moment de déterminer le rendement autorisé pour un service public, l'Office ne peut tenir compte que du coût du capital de la société, et l'incidence de toute augmentation tarifaire sur les clients ne joue alors en rien. Les parties à cette instance n'ont pas remis en question la norme de rendement équitable, bien établie en jurisprudence[62] et définie dans des décisions antérieures de l'Office.[63] Même si chacune des composantes du rendement global (RCA, structure du capital et

[62] *Northwestern Utilities Limited c. Ville d'Edmonton*, [1929] R.C.S. 186; *TransCanada PipeLines Ltd. c. Canada (Office national de l'énergie)*, [2004] J.C.F. n° 654, 2004C.A.F. 149; *Bluefield Waterworks & Improvement Co. c. Public Service Commission of West Virginia* et al. 262 U.S. 679 (1923); *Federal Power Commission c. Hope Natural Gas Co.*

[63] RH-2-2004 phase II; Office national de l'énergie, RH-1-2008, *Motifs de décision*, Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc., Coût du capital, mars 2009.

coût de la dette) doit être jugée raisonnable, il faut appliquer la norme de rendement équitable au rendement global autorisé pour la société.

9.2 Risque commercial

Avant d'établir un rendement équitable pour le réseau principal, il est nécessaire d'évaluer le risque commercial pour deux raisons. Il faut le faire pour être en mesure de recenser les entreprises qui courent un risque comparable, et aussi afin de pouvoir en cerner l'évolution depuis la dernière fois que l'Office s'est penché sur la question, en 2004, dans le cadre de l'instance RH-2-2004 phase II. Dans la présente décision, l'évaluation du risque commercial tient compte des grandes catégories que sont le risque d'approvisionnement, le risque de marché, le risque de concurrence et le risque de réglementation[64]. Même si l'évaluation a tenu compte des catégories précitées afin de mieux structurer l'analyse, toutes ces catégories sont inextricablement reliées, et parfois même se chevauchent, rendant les divisions entre elles quelque peu subjectives. L'évaluation de tout facteur de risque donné n'est présentée que sous une seule catégorie afin d'éviter les répétitions, même si les parties peuvent en avoir traité sous une autre catégorie ou dans des circonstances différentes que dans le cadre d'une stricte évaluation du risque commercial.

Risque fondamental et risque de variabilité

Opinion de TransCanada

TransCanada a divisé le risque commercial en deux grandes catégories, soit celles du risque fondamental et du risque de variabilité. Le risque fondamental en est un de nature structurelle et dénote les tendances de l'évolution du risque global. Il regroupe les aspects de l'approvisionnement, de la concurrence, du marché, de l'exploitation et de la réglementation, autant de risques auxquels le réseau principal est soumis. Le risque de variabilité se rapporte aux facteurs qui influent sur le bénéfice du pipeline d'un exercice à l'autre. TransCanada était d'avis qu'il fallait accorder davantage de poids au risque fondamental qu'au risque de variabilité. À cet égard, M. Carpenter, un témoin expert pour TransCanada, a indiqué que la variabilité, d'un exercice à l'autre, du bénéfice tiré d'un investissement de capitaux propres ne constitue qu'une maigre part du risque commercial puisqu'un tel investissement est par définition à long terme, surtout dans le cas d'un gazoduc, enfoui sous la terre et très peu mobile. Plus particulièrement, M. Carpenter a exprimé une opinion voulant que le risque fondamental devrait peser environ trois fois plus lourd dans la balance que le risque de variabilité. Cependant, il a fait remarquer que la pondération devrait se faire au cas par cas et dépendrait de facteurs comme la probabilité relative des effets potentiels de risques précis, de leur ampleur éventuelle et du moment où ils pourraient se matérialiser.

M. Engen, témoin expert de TransCanada sur les marchés financiers, a mentionné que, hormis le désir de pouvoir faire fructifier son capital et réaliser un rendement à l'égard de celui investi, le marché observe de près les flux de trésorerie et la capacité d'en produire de façon stable et prévisible. Il a déclaré que de telles caractéristiques étaient fort bien vues sur le marché.

---

[64] Il est aussi possible de considérer le risque d'exploitation comme un risque commercial, mais aucune observation n'a été faite à la lumière d'une telle affirmation dans cette instance.

Opinions des intervenants

Tenaska était d'avis que rien ne justifiait l'hypothèse avancée par M. Carpenter selon laquelle le risque fondamental est plus important que le risque de variabilité. Par conséquent, elle a mentionné qu'il ne devrait pas en être tenu compte. Aux motifs du témoignage de M. Engen, Tenaska a allégué que les investisseurs se préoccupent davantage du risque de variabilité du fait qu'ils visent surtout des flux de trésorerie prévisibles et stables, d'où un faible risque de variabilité.

Risque commercial général

Opinion de TransCanada

TransCanada a soutenu que le contexte concurrentiel du marché gazier nord-américain avait beaucoup changé, et ce, de manière inattendue, depuis la dernière évaluation par l'Office du risque commercial du réseau principal dans l'optique du coût du capital à l'occasion de l'instance RH-2-2004 phase II.

TransCanada a résumé de la façon suivante les changements de nature commerciale à être survenus depuis 2004.

- Les réceptions sur le réseau principal provenant de l'Ouest ont chuté et sont passées de 7,1 Gpi^3/j (201,1 Mm^3/j) en 1999 à 6,0 Gpi^3/j (170,0 Mm^3/j) en 2004, puis à 3,2 Gpi^3/j (90,6 Mm^3/j) en 2011.

- En 2004, les prévisions de l'offre dans le BSOC pour 2010 étaient de plus de 16,7 Gpi^3/j (473,1 Mm^3/j) alors qu'en réalité cette offre s'est alors établie à 14,3 Gpi^3/j (405,1 Mm^3/j).

- Les sources d'approvisionnement en gaz naturel mises en valeur dans les zones de marché du réseau principal (par exemple, la formation de Marcellus) n'ont pas été prises en considération en 2004. Il est actuellement prévu que l'offre dérivée de la formation en question croîtra pour passer de quelque 4,5 Gpi^3/j (127,5 Mm^3/j) en 2012 à presque 8,5 Gpi^3/j (240,1 Mm^3/j) d'ici 2020.

- Les exportations du réseau principal vers le Nord-Est des États-Unis, qui se situaient entre 2,0 Gpi^3/j (56,7 Mm^3/j) et 2,5 Gpi^3/j (70,8 Mm^3/j) en 2007, ont reculé jusqu'à aussi peu que 0,5 Gpi^3/j (14,2 Mm^3/j) en 2010.

- Sur le réseau principal, les contrats longue distance à long terme (contrats d'une durée supérieure à 1 an), qui représentaient 5,0 Gpi^3/j (141,6 Mm^3/j) en 2004, ont régressé pour s'établir à 1,3 Gpi^3/j (36,8 Mm^3/j) en 2011.

- En 2010, la demande réelle sur les marchés de l'Est du Canada et du Nord-Est des États-Unis a été de 0,7 Gpi^3/j (19,8 Mm^3/j) inférieure à ce qui avait été prévu en 2004.

Pour 2020, TransCanada prévoit un volume de 1,8 Gpi³/j (51,0 Mm^3/j) encore inférieur aux prévisions de 2004.

TransCanada en a conclu que le risque commercial du réseau principal avait beaucoup augmenté depuis 2004, à un point tel que ce réseau ne pouvait plus être considéré comme un pipeline à faible risque.

En bref, TransCanada a dit que le réseau principal devait livrer une bataille de tous les instants sur les marchés de l'Est du Canada et du Nord-Est des États-Unis en raison de nouvelles sources d'approvisionnement, et que la situation était également très concurrentielle pour l'offre provenant du BSOC. Par ailleurs, TransCanada a soutenu que le risque de marché était plus grand pour le réseau principal puisque, par rapport aux prévisions antérieures, ses marchés sont plus restreints et les taux de croissance attendus sont moindres. Le risque d'approvisionnement a diminué compte tenu de la mise en valeur de nouvelles réserves de gaz de schiste non classiques, mais il demeure néanmoins important en raison du recul de l'offre de gaz classique dans le BSOC. Dans l'ensemble, TransCanada a fait valoir que la concurrence intense pour l'offre et les marchés avait été à l'origine d'un relèvement important du risque de concurrence pour le réseau principal, entraînant à sa suite un risque commercial global lui aussi beaucoup plus élevé.

Avec la réduction des droits (comparativement au maintien du statu quo) pour diverses parties du réseau principal prévue dans la proposition de restructuration, TransCanada a allégué que le risque de concurrence serait moins grand que ce qu'il est actuellement. En conclusion, TransCanada a indiqué que le risque de concurrence et le risque commercial global pour le réseau principal seraient abaissés si la proposition de restructuration était adoptée par rapport au maintien du statu quo, mais demeureraient tout de même beaucoup plus élevés qu'ils ne l'étaient la dernière fois que l'Office a établi un taux de rendement équitable pour le réseau principal en 2004. TransCanada a soutenu que le statu quo entraînerait l'exigence d'un rendement supérieur de la part des investisseurs du fait que le risque de concurrence auquel le réseau principal est actuellement confronté ne serait pas atténué.

Opinions des intervenants

ACPP

M. Johnson, un des témoins experts de l'ACPP, a avancé que le risque commercial global du réseau principal est un peu plus élevé qu'il ne l'était en 2004, surtout en ce qui a trait aux marchés et à la concurrence. M. Booth, un autre témoin expert de l'ACPP, a soutenu que le risque commercial du réseau principal avait augmenté depuis l'instance RH-2-2004 phase II, mais qu'il était inférieur à l'évaluation qu'a faite l'Office du risque commercial de TQM à l'occasion de l'instance RH-1-2008. À l'appui de son allégation, il a évoqué que les prévisions de l'offre dans le BSOC étaient meilleures que ce qui avait été pronostiqué auparavant et que le débit prévu en 2020 sur le réseau principal était plus élevé que ce qui était anticipé à cet égard au moment des instances RH-2-2004 ou RH-1-2001.[65]

---

[65] Office national de l'énergie, RH-1-2001, *Motifs de décision*, TransCanada PipeLines Limited, Droits et tarifs, novembre 2011.

Ontario

L'Ontario a soutenu que des risques d'approvisionnement, d'exploitation et de réglementation constants ou en régression contraient en partie des risques de concurrence et de marché plus grands. Dans l'ensemble, l'Ontario était d'avis que le risque commercial du réseau principal avait légèrement augmenté depuis 2004 et correspondait à ce que l'ACPP soutenait à ce sujet.

Réplique de TransCanada

M. Carpenter a suggéré que l'évaluation du risque commercial du réseau principal par M. Booth était incomplète puisqu'elle omettait d'examiner chacune des composantes du risque commercial et qu'elle a laissé de côté des éléments clés de ce risque pour le réseau principal. En particulier, il a allégué que M. Booth avait omis de tenir compte de la possibilité d'exportations de GNL à partir de la Colombie-Britannique en tant que risque crucial auquel le réseau principal se trouvait confronté, et aussi de l'émergence de la formation de Marcellus et de ses gaz de schiste comme une source nouvelle de concurrence pour le réseau principal.

M. Carpenter a avancé que la preuve présentée par les témoins experts de l'ACPP, MM. Johnson et Booth, n'accordait pas assez de place à l'évolution du marché commercial dans lequel évolue le réseau principal, et aux répercussions sur le risque commercial. Lorsque tous les risques auxquels doit faire face le réseau principal étaient pris en considération, M. Carpenter était d'avis que l'accroissement du risque commercial était plus substantiel que celui reconnu par l'ACPP.

En outre, M. Carpenter a présenté l'opinion suivant laquelle MM. Johnson et Booth, dans leur analyse du risque commercial, avaient utilisé à tort les projections de débit du scénario de référence de TransCanada, surtout lorsqu'ils ont suggéré que les problèmes du réseau principal étaient ou pouvaient être temporaires. M. Carpenter a mentionné qu'une analyse sérieuse du risque commercial d'un pipeline devait tenir compte d'un éventail de possibilités, en particulier de scénarios de faibles débits. Il a aussi fait ressortir l'absence de confiance que M. Booth démontrait à l'endroit de l'étude du débit de TransCanada d'un côté, alors que de l'autre, il déclarait que les risques pour le réseau principal étaient moindres que ceux présents en 2008.

Dans l'ensemble, TransCanada a déclaré que la comparaison par l'ACPP du risque commercial du réseau principal à celui établi dans le contexte de l'instance RH-1-2008 n'était pas valable compte tenu du fait que le dernier examen de ce risque par l'Office pour ce qui est du rendement équitable remontait à 2004.

De l'avis de M. Carpenter, si l'Office devait sanctionner une des propositions des intervenants, cela pourrait signifier une réorientation fondamentale de son paradigme réglementaire et signalerait un changement important par rapport au risque commercial assumé par les investisseurs dans le réseau principal.

Risque d'approvisionnement

Le risque d'approvisionnement est le risque que la disponibilité matérielle de ressources en gaz naturel à prix concurrentiels affecte la capacité de TransCanada de générer des produits.

Opinion de TransCanada

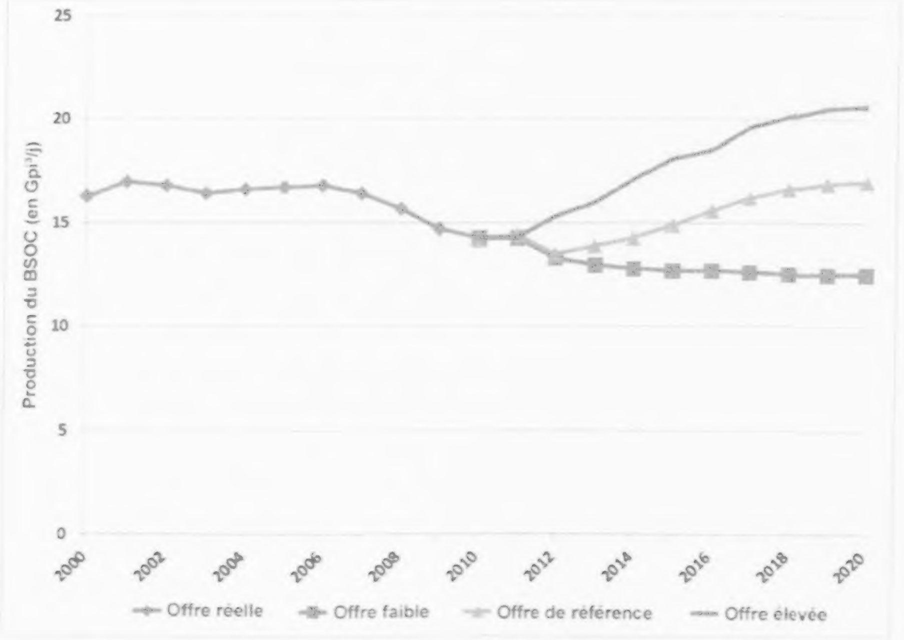
TransCanada a signalé que d'importants changements survenus récemment dans le contexte commercial de l'offre, de la demande et du transport de gaz naturel en Amérique du Nord ont soulevé des enjeux considérables qui influent sur la viabilité économique à long terme de l'infrastructure pipelinière existante et des bassins d'approvisionnement.

TransCanada a soutenu que le risque commercial global du réseau principal avait augmenté depuis l'instance RH-2-2004 phase II, surtout en raison d'une plus forte concurrence et de l'augmentation des risques de marché. Toutefois, elle a déclaré que le risque d'approvisionnement avait pour sa part décru compte tenu principalement de la présence de gaz de schiste et de réservoir étanche non classique dans le BSOC.

En 2004, le BSOC était considéré un bassin arrivé à maturité avec une production globale à la baisse à long terme. Même si cela vaut toujours pour les sources classiques de gaz naturel, dans le cas des sources non classiques comme les zones de gaz de schiste et les réservoirs étanches, une augmentation de l'offre globale est prévue par rapport aux niveaux actuels.

L'étude du débit de TransCanada comprenait une évaluation à la fois du gaz classique et du gaz non classique dans le BSOC, de l'offre gazière dans le Nord et des sources d'approvisionnement disponibles dans le Nord-Est des États-Unis, ce qui a mené TransCanada à présenter sept scénarios de débit à partir de niveaux d'offre faible, de référence ou élevée dans le BSOC. Ces scénarios sont illustrés à la figure 9-1. TransCanada a mis à jour l'offre de référence afin de tenir compte des données de 2012, mais les scénarios d'offre faible ou élevée sont demeurés les mêmes que dans l'étude du débit initiale.

Figure 9-1 Scénarios d'offre faible, de référence ou élevée de TransCanada

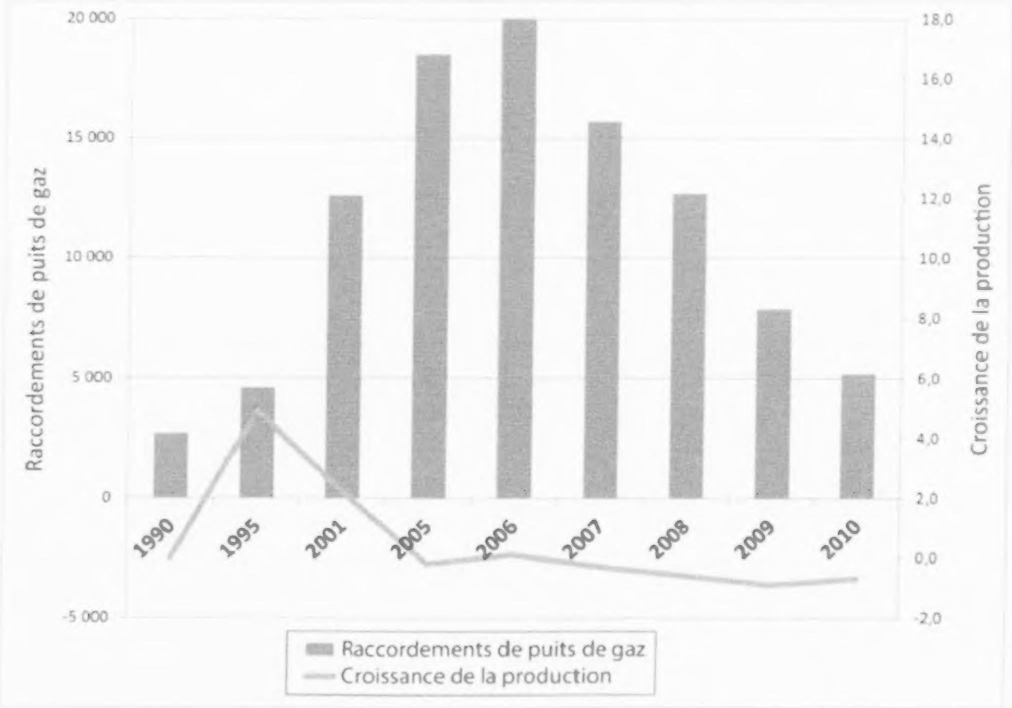


Approvisionnement de sources classiques et non classiques

TransCanada a déclaré que le risque d'approvisionnement auquel le réseau principal est confronté dépend grandement de l'offre émanant du BSOC. Elle a aussi affirmé que le BSOC se transformait et, de bassin à l'origine d'une production importante, mais en déclin de gaz classique, devenait un bassin où la technologie était de plus en plus présente dans des zones émergentes de ressources non classiques présentant des possibilités de croissance.

Dans sa demande, TransCanada a indiqué que la production actuelle de gaz classique dans le BSOC est de loin inférieure à celle envisagée au moment de l'instance RH-2-2004 phase II. Elle s'attendait que l'offre de gaz classique dans le BSOC demeurerait aux alentours de 16,0 Gpi³/j (453,2 Mm³/j) jusqu'en 2010. En réalité, l'offre était de beaucoup inférieure à cela en 2010, s'établissant à environ 13,0 Gpi³/j (368,3 Mm³/j), des chiffres qui se situaient sous le niveau des prévisions pour le scénario de faibles débits présenté en 2004, même si le prix du gaz est demeuré relativement élevé pendant toute cette période, atteignant un sommet de 8,30 $ le millier de pieds cubes en 2008. Comme le souligne TransCanada dans la figure 9-2, les prix élevés à la sortie d'usine en Alberta durant tout le milieu de la dernière décennie n'ont pas été à l'origine d'une augmentation significative de la production dans le bassin. Selon elle, la production est demeurée en mode de croissance négative pendant la seconde moitié de la période. Cela illustre bien le degré de maturité auquel est parvenu le BSOC, soit l'étape à laquelle sa mise en valeur nécessite davantage de forages et un plus grand recours aux progrès technologiques pour maintenir les niveaux de production à partir de sources classiques d'approvisionnement.

Figure 9-2 Raccordements de puits de gaz et croissance de la production dans le BSOC



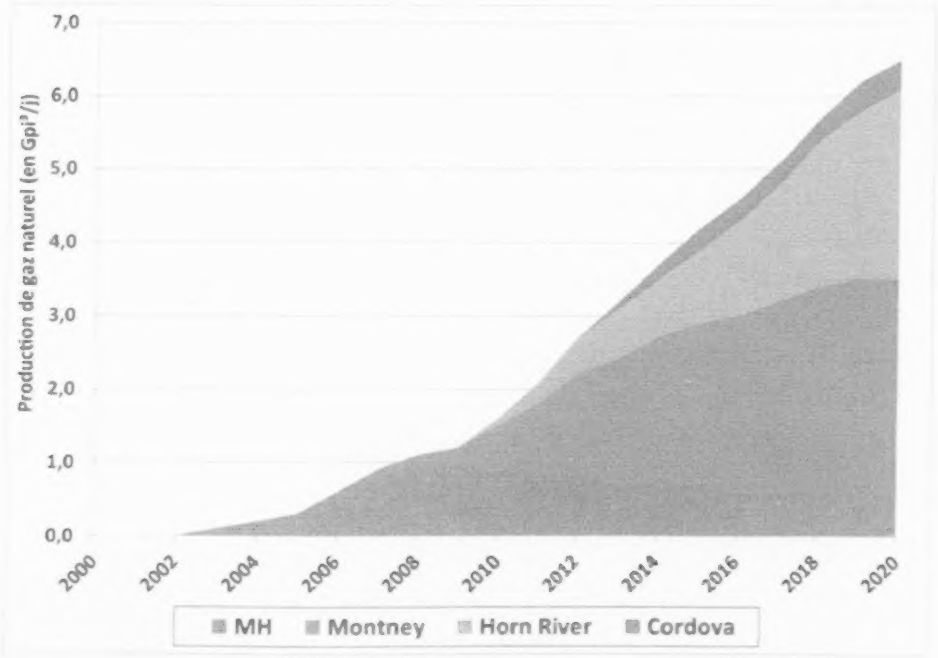
TransCanada a estimé le volume de gaz classique récupérable dans le BSOC à 316 Tpi³ (8 951,6 Mm³) sur le plan technique et à 301 billions de pieds cubes (Tpi³) (8 526,7 Mm³) sur le plan économique.

Même si la production de gaz non classique se situe actuellement à 2,1 Gpi³/j (59,5 Mm³/j) alors que la production totale est beaucoup plus élevée, la croissance de l'offre dans le BSOC proviendra de sources non classiques. TransCanada a évalué la production de méthane de houille et celle du bassin de Horn River, du rentrant Cordova et de la formation de Montney. Dans les prévisions révisées de son scénario de référence, TransCanada a indiqué que parmi les sources précitées, ce serait la formation de Montney qui prendrait le plus d'importance d'ici 2020 avec 3,0 Gpi³/j (85,0 Mm³/j), suivie du bassin de Horn River avec 2,6 Gpi³/j (73,7 Mm³/j). Quant au rentrant Cordova et au méthane de houille, leur contribution sera nettement moindre et s'établira respectivement à 0,5 Gpi³/j (14,2 Mm³/j) et à 0,4 Gpi³/j (11,3 Mm³/j). La figure 9-3 illustre la proportion relative de l'offre de gaz non classique attribuée à chacune des sources évaluées. Pour sa part, le tableau 9-1 montre les évaluations de gaz provenant de sources non classiques que TransCanada a utilisées dans sa demande.

Tableau 9-1 Évaluations des ressources non classiques

Source	Gaz initial en place	Gaz commercialisable
Bassin de Horn River	490 Tpi³ (13 881 Mm³)	104 Tpi³ (2 946 Mm³)
Formation de Montney	318 Tpi³ (9 008 Mm³)	79 Tpi³ (2 238 Mm³)
Rentrant Cordova	77 Tpi³ (2 181 Mm³)	18 Tpi³ (510 Mm³)

Figure 9-3 Production tirée de sources non classiques



Au-delà du bassin de Horn River, du rentrant Cordova et de la formation de Montney, TransCanada a également abordé la question de l'offre future éventuelle à partir de la formation de Duvernay, en Alberta. Cependant, compte tenu de l'insuffisance des données disponibles, aucune évaluation n'a pu être faite quant à la portée des travaux futurs dans la formation, ni au moment où ils pourraient avoir lieu. Par conséquent, aucun volume de la formation de Duvernay n'a été inclus dans les études du débit, initiale ou révisée.

Par ailleurs, TransCanada a évalué la possibilité d'une offre gazière provenant du Nord, soit du delta du Mackenzie et de l'Alaska. Toutefois, compte tenu des incertitudes entourant ces sources éventuelles de gaz, aucun volume à leur égard n'a été inclus dans les études du débit, initiale ou révisée.

Approvisionnement dans le Nord-Est des États-Unis

TransCanada a cité la commission géologique américaine qui estime les volumes récupérables de gaz naturel dans le bassin schisteux de Marcellus à quelque 130 Tpi^3 (3 682,6 Mm^3). Il est prévu qu'une production pouvant atteindre 8,5 Gpi^3/j (240,8 Mm^3/j) pourrait provenir de la formation de Marcellus d'ici 2020. Mais M. Langford, témoin expert de TransCanada, a indiqué que cette offre n'était pas incluse dans l'évaluation de la société à l'égard du risque d'approvisionnement. Les renseignements fournis de part et d'autre au sujet de l'offre dérivée de la formation de Marcellus sont inclus dans la section sur le risque de concurrence.

En se fondant sur ce qui a été dit plus haut, surtout par rapport à la découverte de gaz de schiste dans le BSOC, TransCanada a conclu que le risque d'approvisionnement du réseau principal était plus faible aujourd'hui qu'il ne l'était au moment de l'instance RH-2-2004 phase II.

Opinions des intervenants

Aucun intervenant à cette instance n'a présenté d'autres chiffres pour remplacer ceux de l'offre prévue par TransCanada.

ACPP

L'ACPP a dit accepter comme étant la plus probable l'offre de référence prévue par TransCanada et que c'est TransCanada qui est le mieux en mesure de prévoir ses propres débits. Elle a fait valoir que le BSOC renfermait d'importantes ressources et que l'on s'attend à ce que la demande nord-américaine augmente. C'est ainsi que l'ACPP était d'accord avec l'affirmation de TransCanada selon laquelle celle-ci pouvait récupérer le transport longue distance.

Ontario

L'Ontario a convenu avec TransCanada qu'en tenant compte de tous les facteurs en présence, le risque d'approvisionnement du réseau principal était moindre qu'au moment de l'évaluation de son risque commercial à l'occasion de l'instance RH-2-2004 phase II.

Risque de marché

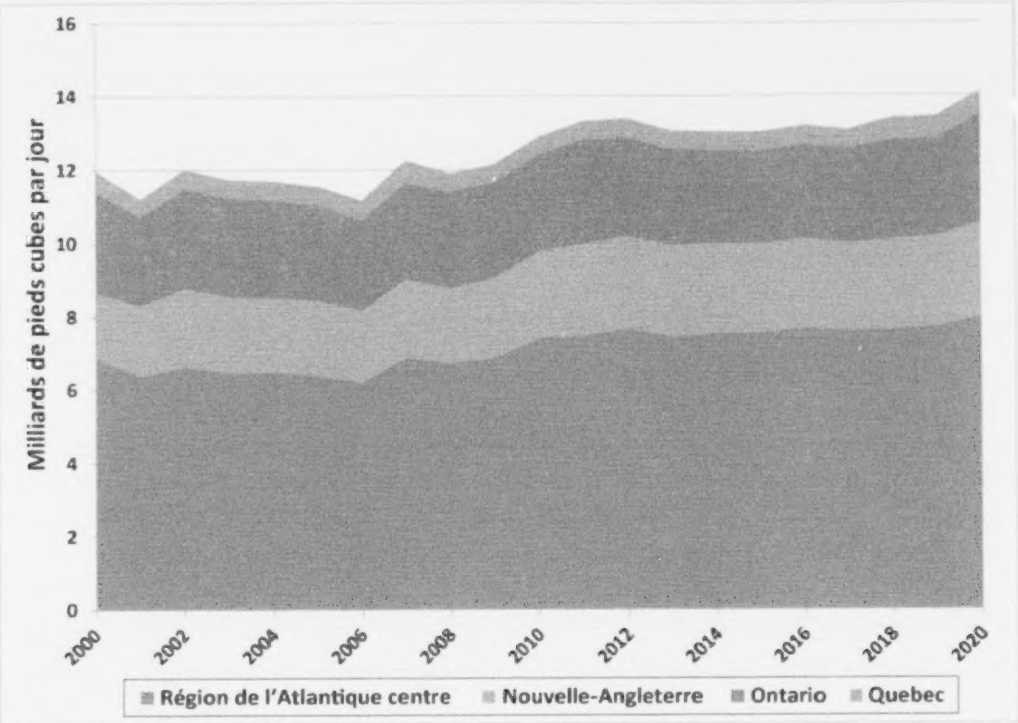
Le risque de marché est le risque commercial qui découle de la taille globale du marché.

Opinion de TransCanada

TransCanada a jugé que son risque de marché avait augmenté puisque les marchés actuels sont plus petits que prévu et que leurs taux de croissance sont plus faibles que ce qui avait été envisagé au moment de l'instance RH-2-2004 phase II, surtout à l'égard des zones de marchés clés. Elle a expliqué la réduction de la demande prévue par une croissance économique au ralenti ou des taux négatifs à ce chapitre, ainsi que par de plus faibles taux de croissance de la demande gazière pour la production d'électricité. M. Carpenter a par ailleurs fait remarquer que la récession qui a suivi la crise financière de 2008 pourrait être le reflet de problèmes structuraux à long terme qui sont difficiles à résoudre aux États-Unis et dans d'autres économies ailleurs dans le monde, ce qui rend considérablement incertain le moment où surviendra une reprise économique.

Au cours de l'instance RH-2-2004 phase II, TransCanada a prédit une croissance de la demande gazière, en Ontario, au Québec et dans le Nord-Est des États-Unis, de l'ordre de 1,5 % par année entre 2010 et 2020, ainsi qu'une demande de 15,6 Gpi^3/j (441,9 Mm^3/j) en 2020. Le scénario de référence de l'étude du débit de TransCanada tient compte d'une demande de gaz dans ces régions qui passerait de 12,9 Gpi^3/j (365,4 Mm^3/j) en 2010 à 14,0 Gpi^3/j (396,6 Mm^3/j) en 2020, pour un taux de croissance annuel de 0,85 %. La demande accrue dans l'étude du débit révisée dans ces régions est passée à 14,1 Gpi^3/j (399,4 Mm^3/j) en 2020, pour un taux de croissance annuel de 0,92 %. La figure 9-4 illustre la demande historique et la demande révisée selon l'étude du débit de TransCanada pour des marchés clés au Canada et aux États-Unis.

Figure 9-4 Demande gazière historique et prévue dans les marchés de l'Est du réseau principal



La légère augmentation de la demande de gaz entre les études du débit initiale et révisée est attribuable à un accroissement de cette demande dans la région de l'Atlantique centre aux États-Unis. L'étude du débit révisée tient en outre compte d'une baisse de la croissance de la demande prévue en Ontario, à compter de 2013 et pendant tout le reste de la période visée par les prévisions, de l'ordre de 0,14 Gpi³/j (4,0 Mm³/j) à 0,39 Gpi³/j (11,0 Mm³/j). Le ralentissement ainsi attendu est surtout dû à une diminution des taux de croissance prévus du produit intérieur brut (PIB) au Canada entre 2012 et 2015.

M. Carpenter a mentionné qu'un des avantages découlant d'un marché où les prix du gaz naturel sont constamment faibles pourrait être une plus grande croissance de la production d'électricité à partir de centrales alimentées au gaz aux États-Unis. Il a indiqué que ce remplacement possible du charbon par le gaz pourrait être moins pertinent dans le Nord-Est des États-Unis puisqu'il s'agit d'un phénomène plus représentatif du Midwest américain, et cela ne permettrait pas de complètement neutraliser le plus faible taux de croissance économique. M. Carpenter a aussi précisé que le moment où les centrales au charbon seraient abandonnées et le nombre éventuel de tels abandons aux États-Unis demeurent imprévisibles compte tenu d'incertitudes politiques et commerciales, ainsi qu'en matière de réglementation. M. Fleck a pour sa part ajouté que Wood Mackenzie prévoyait une diminution de la consommation globale d'électricité produite par des centrales au charbon au Canada et aux États-Unis en raison d'une plus faible croissance de l'économie.

Opinions des intervenants

L'ACPP a mentionné que le risque de marché du réseau principal avait quelque peu augmenté depuis l'instance RH-2-2004 phase II, et que l'accroissement de la demande pour des services de transport courte distance dans l'Est indiquait que le réseau principal maintenait sa part du marché pour ce tronçon pipelinier.

L'Ontario a accepté la preuve déposée par TransCanada à l'effet que le risque de marché avait augmenté au-delà du niveau établi dans la décision RH-2-2004 phase II.

Risque de concurrence

Le risque lié à la concurrence tient au risque commercial qui découle de la concurrence directe aux deux extrémités du réseau pipelinier – c'est-à-dire pour les approvisionnements et pour les marchés. La concurrence influe directement sur le risque commercial parce qu'elle offre des choix aux clients pour l'expédition ou l'achat de gaz, et elle a aussi une incidence indirecte sur le risque de marché et le risque d'approvisionnement. Dans la présente décision, tous les aspects du risque qui concernent la concurrence dans les marchés de consommation sont traités comme faisant partie du risque de concurrence. Les opinions des intervenants au sujet du risque de concurrence dans le contexte précis du risque commercial sont résumées ci-dessous. L'opinion de TransCanada et celles des intervenants sur le caractère concurrentiel du réseau principal dans son ensemble ainsi que dans l'esprit des diverses propositions avancées dans cette instance sont traitées à la section 12.1.

Opinion de TransCanada

TransCanada a soutenu que son risque de concurrence avait énormément augmenté depuis la dernière évaluation de celui-ci dans le cadre de l'instance RH-2-2004 phase II.

TransCanada a cerné plusieurs changements structuraux dans les marchés de l'Est qui ont été à l'origine d'une hausse du risque de concurrence pour le réseau principal, notamment l'arrivée de gaz produit dans la région des Rocheuses américaines sur les marchés de l'Est, l'arrivée de GNL sur les marchés de l'Est des États-Unis, et l'émergence d'une offre tirée des gaz de schiste partout en Amérique du Nord. La construction des réseaux pipeliniers Alliance/Vector a eu une incidence sur le risque de concurrence du réseau principal. TransCanada a affirmé que ces changements structuraux ont facilité le remplacement de contrats longue distance du réseau principal par des contrats courte distance pour ce même réseau, ce qui a déplacé les approvisionnements longue distance du réseau principal hors des marchés qu'il avait de tout temps desservis et a été à l'origine d'une réduction des débits du réseau en question.

Selon TransCanada, ces changements structuraux se sont manifestés dans les marchés de l'Est du Canada et du Nord-Est des États-Unis sous la forme d'un certain nombre de projets d'infrastructure. Sur les marchés de l'Est du Canada, TransCanada a avancé que les projets suivants avaient contribué au remplacement de contrats longue distance au profit de contrats courte distance, étaient en concurrence directe avec le réseau principal pour le transport longue distance, ou contournaient purement et simplement ce réseau :

- agrandissements du réseau Vector;
- agrandissements du réseau Union Dawn-Parkway;
- projet proposé Dawn Gateway;
- projet de diversification des approvisionnements de Sault Ste. Marie;
- projet de renforcement du réseau d'Enbridge Gas Distribution;
- mise en valeur des gaz de schiste de la formation d'Utica au Québec;
- mise en valeur des gaz de schiste de la formation de Collingwood, au Michigan;
- accroissement du nombre de sources d'approvisionnement en gaz;
- agrandissement du réseau principal Est de TransCanada.

Dans le Nord-Est des États-Unis, TransCanada a dressé la liste suivante de projets contribuant au déplacement des débits longue distance sur le réseau principal, à l'inversion du sens d'écoulement, surtout aux points Niagara et Chippawa, et au contournement pur et simple du réseau principal :

- le pipeline Rockies Express;
- le projet de diversification des approvisionnements de Tennessee dans le Nord-Est;
- le projet d'accès gazier au Nord-Est de National Fuel;
- le projet d'ouest en est de National Fuel;
- le prolongement dans le comté de Tioga du pipeline Empire;
- le terminal méthanier Canaport;
- le projet NE 08/09 d'Iroquois
- le projet d'accès aux marchés d'Iroquois;
- la diminution des livraisons du réseau d'Iroquois dans la canalisation 200 de Tennessee;
- le projet NYMarc;
- le projet de station de compression de transfert Wright d'Iroquois;
- le projet de raccord de la canalisation 300 à la canalisation 200 de Tennessee près de Wright.

TransCanada a déclaré que les nouvelles sources d'approvisionnement disponibles dans la zone des marchés traditionnels du réseau principal ont aussi rehaussé le risque de concurrence. La croissance de la production gazière à partir de formations autrefois jugées non rentables, comme celles de Marcellus et d'Utica en Ohio produisant des gaz de schiste dans le Nord-Est des États-Unis, ont fermé la porte des marchés traditionnels de l'Ontario, du Québec et du Nord-Est des États-Unis au gaz du BSOC. La production actuelle dans la formation de Marcellus est de 4,5 Gpi^3/j (127,0 Mm^3/j). Dans le scénario de référence de TransCanada, les prévisions de l'offre pour la formation de Marcellus montrent une production pouvant atteindre 8,5 Gpi^3/j (240,5 Mm^3/j) d'ici 2020. Pour ce qui est de la formation d'Utica en Ohio, TransCanada a déclaré qu'une augmentation substantielle et croissante de l'offre avait été incluse pour la première fois dans ses perspectives stratégiques révisées de 2012, compte tenu de données sur les forages et d'une évaluation des ressources produites récemment indiquant la présence d'importantes ressources pouvant être mises en valeur de façon rentable.

TransCanada a présenté ce qu'elle prévoyait être l'offre disponible sur le réseau principal à partir du carrefour Dawn dans le sud-ouest de l'Ontario. Dawn est en mesure d'accueillir du gaz à partir de bassins aux États-Unis ainsi que du BSOC, surtout par l'entremise des pipelines GLGT et Vector. La plus grande partie du gaz acheminé sur le pipeline GLGT provient du BSOC par l'intermédiaire d'un raccord avec le réseau principal à Emerson, tandis que le gaz du BSOC transporté sur le pipeline Vector l'est par la voie de raccordements avec les pipelines Northern Border et Alliance. Il est prévu que les importations de gaz naturel à Dawn qui empruntent ces deux tracés pipeliniers diminueront et passeront de 2,8 Gpi^3/j (79,3 Mm^3/j) en 2010 à entre 2,1 Gpi^3/j (59,5 Mm^3/j) et 2,2 Gpi^3/j (62,3 Mm^3/j) d'ici 2020. TransCanada a indiqué que ce recul était en particulier attribuable au pipeline Vector en raison de changements aux points d'exportation de Niagara et de Chippawa qui se transforment en points d'importation.

En plus d'une plus forte concurrence découlant de nouvelles sources d'approvisionnement très proches de ses zones de marchés traditionnels, TransCanada a allégué que le réseau principal était aussi confronté à une concurrence substantielle dans la zone d'approvisionnement du BSOC. Plus particulièrement, elle a avancé que les projets et les faits nouveaux suivants pesaient sur le risque de concurrence du réseau principal :

- projets d'exportation de GNL proposés en Colombie-Britannique;
- projet proposé de conversion de gaz en liquides;
- importance croissante de la concurrence pour l'offre gazière afin de répondre à la demande en Alberta;
- conclusion des projets Bison et Ruby aux États-Unis.

La demande albertaine de gaz naturel, surtout dans la région des sables bitumineux, est également source de concurrence pour le réseau principal. Dans l'analyse de l'offre et de la demande présentée dans son étude du débit révisée, TransCanada a estimé que la demande albertaine totale augmenterait et passerait de 3,5 Gpi^3/j (99,1 Mm^3/j) en 2011 à 5,0 Gpi^3/j (141,6 Mm^3/j) en 2020.

TransCanada a fait valoir qu'en raison des changements structuraux décrits plus haut, les contrats longue distance avaient connu un recul, et de 7,1 Gpi^3/j (201,1 Mm^3/j) qu'ils représentaient en 1998-1999, ils ne comptaient plus que pour 1,3 Gpi^3/j (36,8 Mm^3/j) en 2010-2011, laissant une capacité substantielle de transport longue distance sans contrat, ce qui entraîne à sa suite un relèvement des droits.

Opinions des intervenants

L'ACPP a mentionné que le risque de concurrence du réseau principal avait quelque peu augmenté depuis l'instance RH-2-2004 phase II ou l'instance RH-1-2008. Puisque les droits seraient plus élevés en maintenant le statu quo et que la proposition de droits fixes pluriannuels de l'ACPP serait à l'origine de soldes reportés, il est probable que le maintien du statu quo et que la proposition de l'ACPP entraîneraient un risque de concurrence un peu plus élevé que la proposition de restructuration.

L'Ontario a convenu de l'évaluation de TransCanada quant à l'accroissement du risque de concurrence.

Réplique de TransCanada

M. Carpenter a jugé que l'analyse du risque commercial de l'ACPP aurait dû approfondir la question de l'accroissement du risque de concurrence auquel le réseau principal est confronté, tant du côté de ses approvisionnements que de celui de ses marchés. En particulier, M. Carpenter a mis l'accent sur le fait que l'ACPP n'avait pas tenu compte des perspectives d'exportations de GNL à partir de la côte Ouest, ce qui pourrait comprimer l'offre disponible pour le réseau principal, et n'avait pas non plus tenu compte de la mise en valeur des gaz de schiste de la formation de Marcellus, dans le Nord-Est des États-Unis, qui a d'importantes répercussions sur la capacité concurrentielle de ce réseau dans les marchés américains.

Risque de réglementation

Le risque de réglementation est le risque auquel la capacité d'un élément d'actif de générer des produits est exposée en raison du mode de réglementation de la société.

Opinion de TransCanada

Selon TransCanada, le risque de réglementation n'a pas changé de façon perceptible si, tel qu'il est prévu, le mode de réglementation continue de fournir au réseau principal une possibilité raisonnable de recouvrer les frais qu'il a engagés avec prudence. Elle a fondé son opinion sur l'attente que tout partage prospectif des risques entre TransCanada et ses expéditeurs tiendrait compte d'un juste équilibre entre les risques et les récompenses ainsi que des mécanismes nécessaires à la gestion de tels risques. TransCanada était par ailleurs d'avis que l'Office ne modifierait pas sa démarche, consistant à considérer des changements importants au cadre de réglementation en se fondant sur un examen complet, équilibré et prospectif de tous les facteurs pertinents. TransCanada a fait remarquer que cette instance portait sur de tels changements. Cependant, M. Carpenter a soutenu qu'à la lumière de l'important risque de concurrence auquel était confronté le réseau principal, le risque de réglementation avait augmenté puisque la probabilité que l'Office demeure en mesure de proposer un cadre de réglementation favorable a diminué compte tenu de l'accroissement du risque de concurrence.

Selon M. Engen, les investisseurs verraient une décision de l'Office exigeant le maintien du statu quo pour le réseau principal comme un milieu de réglementation qui ne serait plus de nature favorable pour ce réseau, d'où la perception d'un plus grand risque de réglementation. Si tel devait être le cas malgré la présence d'une solution de rechange raisonnable, comme la proposition de restructuration, visant à atténuer le risque, M. Engen était d'avis que le profil de risque propre au pipeline serait d'autant plus prononcé. Il a indiqué que les investisseurs considéreraient une telle décision par l'Office comme un précédent et qu'ils concluraient que le milieu de la réglementation au Canada n'est plus aussi favorable qu'il semblait l'être précédemment. Par conséquent, M. Engen a mentionné qu'une conclusion semblable serait à l'origine d'un relèvement du coût du capital pour tous les actifs réglementés au Canada. En ce

qui concerne la réaction des investisseurs à une possible mise en œuvre de propositions d'intervenants, M. Engen a déclaré qu'ils se souciaient de l'apparent « revirement » quant à la prise en charge du risque découlant de la sous-utilisation du réseau principal. Lorsqu'il était convenu que ce risque n'était pas assumé par le réseau principal, les rendements permis étaient moindres compte tenu d'un milieu de réglementation favorable. M. Engen a allégué qu'il fallait faire preuve de prudence au moment d'étudier des solutions de rechange face aux défis qui se posent au réseau principal afin d'éviter d'éroder la confiance que les investisseurs ont dans le milieu de réglementation au Canada.

En ce qui a trait plus particulièrement à la proposition de l'ACPP, TransCanada a indiqué qu'elle impose au réseau principal le risque de variation par rapport à des débits particuliers qui avaient été prévus, à l'origine de manques à gagner à court terme au chapitre des produits, lesquels sont plus certains que les futures augmentations de débit attendues. TransCanada a affirmé que la proposition de l'ACPP incorpore un risque non contrebalancé par des possibilités de rehaussement et qu'à l'avenir les expéditeurs pourraient devoir payer des droits plus élevés si les volumes sont inférieurs aux prévisions du scénario de référence. Dans cette situation, TransCanada pourrait ne plus avoir la possibilité de recouvrer les frais reportés. Elle a reconnu que la proposition de l'ACPP assurerait une stabilité tarifaire à court terme, mais à plus long terme, les droits pourraient énormément augmenter, ce qui menacerait la viabilité économique du réseau principal.

TransCanada a exprimé des inquiétudes quant à une situation où les frais seraient reportés dans une proportion importante, sans possibilité de les recouvrer ou en l'absence de plans à cette fin.

Opinions des intervenants

ACPP

L'ACPP a indiqué que sa proposition de droits fixes pluriannuels comporterait un peu plus de risques que le statu quo si les prévisions de débit du réseau principal ne se matérialisent pas. La proposition aurait aussi une incidence sur le risque à l'égard des produits du réseau principal d'un exercice à l'autre. Malgré tout cela, l'ACPP a soutenu que la proposition de droits fixes pluriannuels permettrait de régler la question du décalage réglementaire, car TransCanada pourrait se présenter à nouveau devant l'Office n'importe quand si les débits ne vont pas dans le sens d'une viabilité à long terme du réseau principal, sans parler des portes de sortie pour éviter les reports de frais excessifs. Selon l'ACPP, une plus grande souplesse des prix, caractéristique de sa proposition, donnerait davantage d'occasions à TransCanada de recouvrer ses frais engagés avec prudence. En outre, l'ACPP était d'avis que l'adoption de la proposition de droits fixes pluriannuels n'augmente en rien la probabilité d'actifs échoués pour le réseau principal puisque si les volumes sont moindres que ceux prévus, TransCanada se présenterait à nouveau devant l'Office dans deux ans, peu importe si la proposition de l'ACPP est mise en œuvre ou non.

L'ACPP a réfuté la caractérisation de TransCanada voulant que sa proposition pose un risque asymétrique substantiel défavorisant les actionnaires de TransCanada. Selon l'ACPP, sa proposition comporte certaines possibilités de rehaussement du fait du mécanisme incitatif

envisagé, soit que si une situation positive se matérialise, TransCanada en bénéficie, et dans le cas contraire, les frais sont reportés pour considération ultérieure.

Ontario

Selon l'Ontario, les actionnaires de TransCanada ont connu des augmentations minimales du risque commercial en grande partie en raison de l'étroite surveillance réglementaire du réseau principal, alliée à une clientèle restante qui n'a d'autres possibilités que de demeurer avec le réseau principal.

Opinion de l'Office

Risque de variabilité et risque fondamental

Aux fins de l'évaluation de la demande de TransCanada, nous acceptons que le risque fondamental puisse être considéré de nature structurelle, illustrant des tendances fondamentales quant à l'évolution du profil de risque du réseau principal et du marché gazier en général. Dans des instances antérieures, il était dans ce cas question de risque à long terme. Au sujet du risque de variabilité, les variations du bénéfice ou des flux de trésorerie d'un exercice à l'autre sont considérées comme un risque à court terme. Nous continuons de croire, comme l'Office l'a fait remarquer dans la décision RH-1-2008, que l'importance relative du risque de variabilité et du risque fondamental dépend de la probabilité, de l'ampleur et du moment des effets potentiels découlant de la concrétisation de risques précis.

Quant à savoir sous quelle forme le risque a le plus d'importance aux yeux des investisseurs, et par conséquent, quel est le risque qui est le plus pertinent pour les estimations du coût du capital, nous jugeons que la preuve présentée dans cette instance ne nous permet pas de trancher en faveur de l'un ou de l'autre. Même si le risque fondamental est celui auquel il faudrait accorder le plus de poids selon M. Carpenter, il ne faut pas oublier la preuve déposée par M. Engen selon laquelle les investisseurs accordent une grande importance à des flux de trésorerie prévisibles et stables, ce qui laisse entendre que le risque de variabilité est aussi une considération de taille. Dans le contexte de l'estimation du coût du capital propre à cette instance, nous avons tenu compte du risque de variabilité et du risque fondamental, ce qui a été utile au moment d'évaluer les diverses formes de risque présentes dans les droits fixes pluriannuels. La façon dont il a été tenu compte de ces différents aspects est présentée plus en détail dans les sections qui suivent.

Risque d'approvisionnement

Nous croyons que la dynamique de l'offre et de la demande gazières en Amérique du Nord a changé. D'importants volumes de gaz naturel sont maintenant disponibles directement dans les zones de marchés de tout temps desservies par TransCanada.

Nous sommes d'accord avec TransCanada et les intervenants qui affirment que le BSOC est un bassin arrivé à maturité où la production de ressources classiques a désormais atteint des sommets. Il est peu probable que de nouveaux gisements de gaz classique soient découverts pendant la période des prévisions présentées dans cette demande.

Nous sommes d'avis que les sources de gaz non classiques, comme la formation de Montney, le bassin de Horn River et le rentrant Cordova, constitueront la majeure partie des futures découvertes. Nous acceptons l'hypothèse avancée par TransCanada voulant que ces sources non classiques de gaz naturel feront plus que neutraliser le recul à long terme de la production classique dans le BSOC. Les importants volumes de gaz en place découverts dans des formations schisteuses et des réservoirs étanches, comme la formation de Montney, le bassin de Horn River et le rentrant Cordova, ont considérablement ajouté aux ressources disponibles dans le BSOC, même si leur mise en valeur en est encore aux premiers stades.

Compte tenu de tous les facteurs en présence, nous jugeons que le risque qu'une offre gazière ne soit plus disponible ni accessible de façon rentable pour le réseau principal est plus faible aujourd'hui qu'il ne l'était lorsque l'Office a précédemment évalué le risque commercial pour ce réseau dans le cadre de l'instance RH-2-2004 phase II. Par conséquent, nous considérons que le risque d'approvisionnement est moindre que la dernière fois qu'il a été évalué pour le réseau principal.

Risque de marché

Nous reconnaissons que les projections de la croissance de la demande de gaz naturel dans l'Est du Canada et le Nord-Est des États-Unis sont inférieures à ce qui était prévu au moment de l'instance RH-2-2004 phase II. Toutefois, cette demande est censée croître d'ici 2020. Tant pour ce qui est de l'instance RH-2-2004 phase II que l'étude révisée du débit de TransCanada, la croissance attendue de la demande est supérieure à l'offre disponible projetée pour le réseau principal. Donc, l'évolution escomptée quant à la taille du marché, ainsi qu'à l'importance de ce marché dans son ensemble, ne poseraient pas de contraintes par rapport à l'utilisation du réseau principal.

Conséquemment, nous réfutons l'argument de TransCanada voulant que le risque de marché ait augmenté et nous sommes d'avis que ce risque n'a pas changé dans le contexte du réseau principal.

Risque de concurrence

Nous acceptons la proposition de TransCanada indiquant que le risque de concurrence a augmenté pour le réseau principal depuis sa dernière évaluation par l'Office en 2004. Les changements sans précédent à être survenus sur le marché gazier nord-américain, découlant de l'accroissement de la production de gaz naturel à partir de sources non classiques, en particulier de formations schisteuses, ont été à l'origine d'un réalignement des flux des gazoducs en Amérique du Nord. Il semble que le réseau principal ait désormais une vocation moins évidente de trait d'union entre le BSOC et les marchés de

l'Est puisque ceux-ci sont maintenant desservis à partir de sources d'approvisionnement beaucoup plus proches des centres de consommation. Au cours de cette instance, les parties ont beaucoup traité de l'ampleur des changements précités et de leur effet sur le caractère concurrentiel, tant dans le contexte de la proposition de restructuration de TransCanada que des propositions des intervenants. Même s'il est question de façon détaillée de ces propos au chapitre 12, il a été tenu compte des arguments ainsi présentés dans notre étude du risque de concurrence à l'égard du risque commercial global du réseau principal, tel qu'il est expliqué ci-après.

Nous sommes d'avis que les marchés gaziers changent rapidement. Dans le cours de cette instance, les prévisions des débits des réceptions provenant de l'Ouest pour le réseau principal ont régressé de 1 Gpi³/j (28,3 Mm³/j) à l'intérieur d'un cycle prévisionnel d'entreprise de 12 mois. De plus, l'Amérique du Nord, importatrice de GNL il n'y a pas si longtemps, planifie maintenant d'exporter son gaz sous forme de GNL vers les marchés étrangers.

À notre avis, dans le cadre d'un scénario où les droits sont élevés, la situation concurrentielle du réseau principal se détériorerait. Un tel scénario augmenterait selon nous la probabilité d'un accroissement du nombre de projets d'infrastructure qui entreraient en exploitation pour desservir les mêmes marchés. Nombreux sont les projets qui sont récemment entrés en service, alors que d'autres en sont à diverses étapes de planification, en vue de transporter vers des marchés de tout temps desservis par le réseau principal du gaz produit dans des zones non classiques, comme la formation de Marcellus dans le Nord-Est des États-Unis. Nous acceptons l'analyse de TransCanada qui indique que plus les droits sur le réseau principal sont élevés, plus grande est la probabilité que les projets de contournement présentés dans le scénario 3 de l'étude du débit voient le jour.

En général, nous croyons que le risque de concurrence auquel le réseau principal est confronté a considérablement augmenté et devrait demeurer élevé dans un avenir prévisible. Ce plus grand risque de concurrence n'est que partiellement neutralisé par les avantages uniques du réseau principal, comparativement aux projets de contournement envisagés, qui a le mérite d'être déjà construit et en service. Cette situation va dans le sens de notre décision offrant à TransCanada davantage de souplesse lorsqu'il s'agit d'établir les prix de services tel qu'il est décrit au chapitre 8, ce qui peut aider à atténuer les effets d'un tel accroissement du risque de concurrence.

Risque de réglementation

Ainsi qu'il en sera davantage question au chapitre 12, à quelques modifications près, nous adoptons l'approche des droits fixes pluriannuels proposée par l'ACPP. En nous fondant sur les prévisions de débit du scénario 1, nous reconnaissons que la mise en œuvre d'une telle démarche sera à l'origine d'un report des frais et d'une diminution des flux de trésorerie à court terme. Cette démarche pourrait par ailleurs être à l'origine d'une plus grande variabilité des flux de trésorerie, en rendant ainsi la stabilité et la prévisibilité davantage dépendantes de l'exactitude des prévisions de débit de TransCanada. À notre

avis, alors que cette situation rehausse le risque de variabilité pour le réseau principal par rapport à ce qu'il était auparavant, il s'agit de la façon de faire qui convient le mieux compte tenu des pressions actuellement exercées sur le réseau par la concurrence.

En fixant les droits pour un certain nombre d'années, la présente décision en assurera un degré de stabilité qui devrait normalement permettre à TransCanada d'être concurrentielle et contribuer à limiter une plus grande érosion des débits. Ainsi, en dépit d'un risque de variabilité plus grand pour TransCanada, nous sommes d'avis que la mise en œuvre de la présente décision lui permet de prendre en considération l'accroissement des risques fondamentaux anticipés pour le réseau principal.

En fixant des droits pluriannuels pour le SG, la capacité du réseau principal à générer des flux de trésorerie pourrait être entravée à court terme, mais en même temps, nous jugeons importante la plus grande souplesse accordée à TransCanada pour l'établissement des prix à l'égard des services proposés. Nous nous attendons qu'elle en profite pour maximiser les produits nets. Aussi, la présente décision met en œuvre un processus de réglementation rationalisé pour le réseau principal qui permettra la création sans délai de nouveaux services et l'adoption de futures modifications à la tarification afin de favoriser le caractère concurrentiel de ce réseau dans un monde en rapide évolution. Par exemple, de tels changements pourraient viser un service de conservation de charge ou des droits différenciés selon la durée.

En tenant compte des pressions exercées par la concurrence sur le réseau principal, avec le niveau actuel de sous-utilisation qui s'ensuit, nous sommes d'avis que la mise en œuvre de la présente décision permet au réseau principal d'être concurrentiel à l'intérieur du milieu commercial où il évolue. Nous remarquons que le scénario 1 sur les débits prévoit un redressement des volumes à moyen terme, ce qui pourrait apaiser les préoccupations liées à une diminution des flux de trésorerie une fois passée la période de transition actuelle.

Si, à l'avenir, des frais devaient être reportés pour un montant important, cela serait attribuable, entre autres, aux pressions exercées par la concurrence, à la dynamique du marché ou encore à l'inefficacité ou à l'incapacité de TransCanada de profiter de la plus grande souplesse assurée par la présente décision. La mise en application de droits fixes pluriannuels n'est pas synonyme d'un plus grand risque de réglementation. Au contraire, ce risque augmenterait pour le réseau principal si l'Office n'ajustait pas son mode de réglementation afin de l'adapter aux nouvelles circonstances propres à ce réseau.

La manière dont la présente décision est mise en œuvre correspond aux attentes de TransCanada : le partage du risque se fait sur une base prospective, la présente décision lui procure les outils pour gérer ce plus grand risque et elle est mise en œuvre après la tenue d'une instance réglementaire exhaustive au cours de laquelle tous les facteurs pertinents ont été examinés.

Compte tenu de ce qui précède, nous sommes d'avis que le risque de réglementation pour le réseau principal n'a pas substantiellement changé depuis la décision RH-2-2004

phase II. Grâce à la mise en œuvre de la présente décision, le réseau principal continuera de bénéficier d'une possibilité raisonnable de recouvrer ses frais engagés avec prudence au cours de la période pour laquelle les droits sont fixés. En cas de reports importants, la présente décision renferme des « portes de sortie » appropriées qui ne feront obstacle à aucune des possibilités alors offertes au titre de la réglementation. Il est question de ces portes de sortie au chapitre 12.

Conclusion

Dans le sillage des opinions que nous avons exprimées dans les sections précédentes, nous trouvons que le risque commercial fondamental auquel le réseau principal est confronté s'est accru depuis 2004 et nous nous attendons qu'il demeure élevé dans un avenir prévisible. Cet accroissement est le résultat du relèvement du risque de concurrence, lui-même seulement en partie neutralisé par le recul du risque d'approvisionnement. Aussi, nous croyons que la mise en application de droits fixes pluriannuels poussera à la hausse le risque de variabilité du réseau principal du fait que les flux de trésorerie dépendront davantage de l'exactitude des prévisions du débit de TransCanada.

9.3 Échantillons de sociétés comparables

L'estimation du coût du capital des sociétés devant affronter un niveau de risque commercial comparable à celui du réseau principal permet de déterminer un rendement équitable, surtout en fonction du critère de l'investissement comparable. La présente section porte sur la comparabilité de différents échantillons de sociétés présentés en preuve. Dans la plus grande mesure possible, les sociétés comparables doivent être confrontées à un risque commercial semblable à celui qui vaut pour le réseau principal. Si ce n'est pas le cas, il faut alors faire preuve de jugement de manière que les estimations de coût du capital rendent compte des différences à ce niveau. Il faut tenir compte explicitement des différents aspects décrits dans la présente section au moment de déterminer le caractère approprié des sociétés dites comparables. En particulier, une évaluation du régime américain de réglementation est présentée, car certains échantillons renferment des sociétés exploitées aux États-Unis.

Concurrence mondiale pour l'obtention de capitaux

Opinion de TransCanada

Selon TransCanada, les Canadiens se tournent toujours en plus grand nombre vers les États-Unis et les autres marchés étrangers pour trouver de nouvelles occasions d'investissement leur assurant de bons rendements. Inversement, les sociétés émettrices au Canada recueillent des sommes substantielles hors du pays. Dans ce contexte, TransCanada était d'avis que les occasions d'investissement et les rendements attendus à l'égard du capital investi ailleurs dans le monde, en particulier aux États-Unis, étaient pertinents et devaient être pris en considération au moment d'établir si les RCA approuvés répondaient à la norme de rendement équitable.

Opinions des intervenants

M. Booth, témoin de l'ACPP, a fait remarquer qu'il accordait de la valeur aux éléments de preuve portant sur les États-Unis au moment de déterminer la prime de risque de marché (PRM), et ce, principalement pour deux raisons. La première est que, pour la plupart, les restrictions visant à conserver au Canada le capital des Canadiens avaient disparu, ce qui a été à l'origine d'une importante sortie de capitaux et d'un relèvement des rendements attendus sur les investissements au pays. La seconde est que les gouvernements au Canada ont atteint un excédent budgétaire primaire entraînant à sa suite des taux d'intérêt plus faibles qu'aux États-Unis depuis plus de cinq ans, ce qui a éliminé le penchant historique favorisant une plus faible PRM canadienne au détriment d'un rendement des obligations du gouvernement canadien plus élevé et plus risqué.

Régimes de réglementation américain et canadien

Opinion de TransCanada

Selon M. Carpenter, les régimes de réglementation des États-Unis et du Canada sont de conception fort semblable. Les similitudes comprennent l'établissement des droits des gazoducs fondé sur le coût du service, une base tarifaire au coût historique, l'application de la norme de rendement équitable et le fait que, dans les deux pays, les organismes de réglementation ont approuvé des pipelines qui en concurrencent d'autres en place. En plus, les deux régimes sont fondés sur les mêmes principes élémentaires en ce qui a trait aux produits et au recouvrement du capital, donnant aux pipelines réglementés une possibilité raisonnable de recouvrer les frais engagés avec prudence.

Les causes tarifaires étant relativement peu fréquentes pour les gazoducs aux États-Unis, et puisque ces pipelines n'ont pas recours à des comptes de report et font plutôt face à un risque volumétrique, les rendements obtenus d'un exercice à l'autre ont tendance à varier davantage que ceux autorisés au Canada. Par contre, TransCanada a souligné que certaines différences par rapport à la réglementation des gazoducs au Canada font qu'ils sont exposés à davantage de risques que ceux aux États-Unis du fait que ces derniers ont plus de latitude pour réagir à la concurrence compte tenu des politiques de réglementation favorisant la chose. Des mécanismes comme la conception adaptée des prix et des services, prenant la forme de tarifs actualisés, négociés et interruptibles, font que les gazoducs américains sont mieux en mesure d'atténuer le risque d'un accroissement de la concurrence et des contournements qu'au Canada.

M. Carpenter a fait remarquer que les organismes de réglementation américains donnent la possibilité aux gazoducs de recouvrer les frais qu'ils ont engagés avec prudence, notamment ceux associés aux rabais accordés afin d'occuper une meilleure position face à la concurrence, ceux découlant du non-renouvellement de la capacité, et des coûts uniques résultant du passage à un concurrent. Dans certains cas, la FERC a accepté des règlements dans le cadre desquels un pipeline a convenu avec ses clients d'un partage de tels coûts, mais M. Carpenter a mentionné que ces cas étaient relativement rares et ne reflétaient pas un écart fondamental entre les politiques de réglementation des deux pays. À cet égard, M. Carpenter a cité la FERC, qui traitait

du mécanisme de partage des risques dans le contexte de la cause tarifaire de Gas Transmission Northwest en 2006.

> [Traduction] « La Commission n'a pas de politique générale ni de ligne de démarcation très nette en ce qui a trait aux mécanismes de partage des risques. Bien au contraire, chaque proposition en ce sens est étudiée au cas par cas, et certaines sont incluses dans des règlements négociés. Des parties ayant formulé des objections s'appuyaient sur un certain nombre de ces causes, mais celles-ci n'ont aucune valeur en jurisprudence puisqu'elles étaient le résultat d'un règlement négocié. »[66]

Globalement, M. Carpenter était d'avis que les gazoducs américains et canadiens étaient comparables, car en dépit de certaines différences pouvant exister en matière de risque de variabilité, le risque fondamental lié à une perte hors du contrôle de l'organisme de réglementation est semblable dans les deux pays.

Opinions des intervenants

ACPP

M. Booth a indiqué que les estimations obtenues à partir des données sur des services publics américains ne peuvent être utilisées au Canada sans ajustements en profondeur pour tenir compte de leur risque généralement plus élevé et de leur coût en capital actuel aussi plus élevé. Selon lui, ce risque supérieur est évident dans les évaluations des agences de notation. M. Booth était d'avis que les estimations des entreprises américaines sont biaisées à la hausse lorsqu'elles sont utilisées dans le contexte de services publics canadiens, car aux États-Unis, les marchés financiers présentent un risque plus grand qu'au Canada et ont produit des primes de risque plus élevées dans le passé. Par ailleurs, même si les principes de réglementation sont les mêmes dans les deux pays, M. Booth a émis l'opinion qu'ils étaient appliqués différemment aux États-Unis.

M. Booth a déclaré que les décisions de la British Columbia Utilities Commission, du Board of Commissioners of Public Utilities de Terre-Neuve-et-Labrador ainsi que de la Régie de l'énergie montrent qu'il ne faut pas avoir recours à un échantillon de sociétés américaines comparables pour la détermination d'un RCA équitable à l'égard de services publics canadiens sans être en possession de solides éléments de preuve établissant que les conditions réglementaires, institutionnelles, économiques et financières sont les mêmes, ou si ce n'est pas le cas, sans apporter des ajustements de taille au RCA estimatif. Selon M. Booth, les RCA estimatifs pour des services publics américains devraient être réduits d'au moins 100 points de base pour tenir compte de la différence au niveau de la prime de risque de marché aux États-Unis et du rendement des bons du Trésor à long terme.

ACIG

M^me^ Wiggins, une des témoins experts de l'ACIG, a indiqué que la politique américaine à l'égard des gazoducs interétatiques fait une distinction entre l'idée de prudence et les notions « utilisés et utiles ». Elle a allégué que l'idée de prudence en est habituellement une de nature rétrospective

---

[66] « Order on Technical Conference », dossier de la FERC n° RP06-407, 21 décembre 2006, p. 31.

qui vise à évaluer si l'investissement était approprié au moment où il a été fait. D'autre part, les notions « utilisés et utiles » sont prospectives pour établir si les actifs demeurent utilisés et utilisables aux fins du calcul des taux, sans égard à l'idée de prudence liée à l'investissement d'origine. Selon M^{me} Wiggins, la FERC a adopté des démarches de partage des coûts lorsque le pipeline et ses clients supportent ensemble le fardeau des coûts associés à des actifs qui ne sont plus utilisés et utiles, ou qui sont dans une large mesure sous-utilisés en raison de l'évolution du marché.

Plus précisément, M^{me} Wiggins a soutenu que, lorsque des clients d'un pipeline retournent de la capacité, la FERC n'autorise pas celui-ci à faire porter au reste de ses clients la totalité du fardeau que représentent les coûts liés à cette capacité inutilisée ou excédentaire. Elle a déclaré que la FERC exige plutôt que ces coûts soient partagés entre le pipeline et ses clients. M^{me} Wiggins a indiqué que TransCanada avait cité la FERC hors contexte dans la cause de Gas Transmission Northwest par rapport à l'absence de valeur en jurisprudence. Selon elle, cette cause ne portait en rien sur l'établissement d'un seuil pour décider s'il devait ou non y avoir mécanisme de partage des coûts. Par conséquent, M^{me} Wiggins était d'avis que la mention par la FERC d'une ligne de démarcation très nette se rapportait plutôt aux proportions précises de partage entre le pipeline et ses expéditeurs. Elle a poursuivi en disant que la FERC avait été très claire quant à la question du seuil, soit qu'il devait y avoir partage des coûts entre l'expéditeur et le pipeline en cas de retour de capacité. M^{me} Wiggins a aussi fait remarquer qu'il est fréquent que les parties devant la FERC règlent des questions de partage des coûts.

APPrO

M^{me} Crowe, une témoin experte de l'APPrO, a indiqué que la FERC avait comme principe que les clients captifs ne devraient pas être obligés de payer la totalité des coûts à l'égard d'actifs qui deviennent sous-utilisés lorsqu'un client quitte le réseau. Elle a aussi fait remarquer qu'en général, la FERC faisait en sorte que la question du partage de ces coûts soit réglée au cas par cas. M^{me} Crowe a précisé que la FERC n'a pas d'énoncé de politique global sur le partage des coûts.

Tenaska

Selon Tenaska, la variabilité du bénéfice des pipelines américains par rapport au risque de débit et de prévision est plus grande que pour le réseau principal. Pour cette raison, Tenaska était d'avis que, pour un investisseur, les pipelines aux États-Unis présentaient davantage de risques que le réseau principal.

Échantillons de sociétés comparables

Opinion de TransCanada

TransCanada a indiqué que l'échantillon idéal en serait un de sociétés présentant les mêmes caractéristiques que celles présentées par le réseau principal. Cependant, puisqu'il n'existe pas d'échantillon idéal de sociétés pipelinières canadiennes cotées en bourse aux prises avec des risques commerciaux semblables à ceux auxquels le réseau principal fait face, trois échantillons

ont été retenus : celui des services publics canadiens, celui des SDL de gaz et celui des pipelines. Ces échantillons sont décrits dans les paragraphes qui suivent.

L'échantillon des services publics canadiens n'a pas été considéré par TransCanada comme une bonne référence quant au risque commercial du réseau principal, car il regroupait des entreprises diverses fortement axées sur la prestation de services publics à risque moindre. Les activités commerciales de cet échantillon ont été divisées en trois catégories : les pipelines (oléoducs et gazoducs interétatiques), les services publics (SDL de gaz et d'électricité) et les sociétés indépendantes (comme celles de production d'électricité dont les activités ne sont pas réglementées). La catégorie la plus représentée, soit celle des services publics, présente un risque moindre que le réseau principal. Selon TransCanada, cet échantillon ne comportait pas une concentration suffisante d'activités réglementées de transport de gaz pour procurer une bonne référence quant au coût du capital d'un gazoduc réglementé. Il n'a ainsi pas été tenu compte de cet échantillon pour calculer le rendement recommandé.

TransCanada a présenté l'échantillon des SDL de gaz comme ayant un plus faible risque que le réseau principal du fait que les activités de ces sociétés sont presque exclusivement à risque moindre. Selon TransCanada, les SDL sont très souvent protégées de la concurrence, car les territoires desservis leur sont accordés en franchise. Par ailleurs, les SDL ont tendance à fournir des services de distribution à une clientèle surtout résidentielle et commerciale pour laquelle il n'existe pas de risque de contournement et qui n'est pas aussi sensible aux prix que la clientèle industrielle. TransCanada a également indiqué que, la plupart du temps, les SDL pouvaient passer aux consommateurs tous les coûts engagés de façon raisonnable. Compte tenu de tout ce qui précède, M. Carpenter a jugé que l'échantillon des SDL de gaz comportait un risque fondamental moins grand que le réseau principal.

Par rapport au risque de variabilité, TransCanada a fait remarquer que celui des sociétés composant l'échantillon des SDL de gaz pouvait être quelque peu plus élevé que pour le réseau principal, car les comptes de report de ces SDL n'ont pas la même portée et les causes tarifaires sont généralement moins fréquentes aux États-Unis.

L'échantillon des pipelines regroupait des sociétés d'oléoducs et d'autres de gazoducs. Aux fins de la présente décision, l'échantillon dans son ensemble regroupant les deux types de sociétés sera appelé l'« échantillon des pipelines », constitué de l'« échantillon des oléoducs » et de l'« échantillon des gazoducs », auxquels il sera fait référence individuellement au besoin. TransCanada a indiqué que l'échantillon des oléoducs présentait un risque plus élevé que celui des gazoducs, et qu'il serait plus élevé aussi que pour le réseau principal si la proposition de restructuration était approuvée. Toutefois, M. Carpenter a avancé que l'échantillon des oléoducs se prêtait mieux à la comparaison avec le réseau principal si la proposition de restructuration n'était pas approuvée, par exemple dans le cas du maintien du statu quo du fait que le réseau principal devrait alors faire face à une concurrence beaucoup plus forte et à un risque de réglementation plus grand que ce n'est le cas pour absolument n'importe quel oléoduc ou gazoduc américain. Aussi, il a été jugé que les sociétés constituant l'échantillon des oléoducs présentaient un risque accru parce que celles dont les activités n'étaient pas réglementées comptaient pour environ la moitié du total et que le risque est alors normalement plus grand

qu'ailleurs dans ce même secteur. De telles activités entraînent habituellement un coût du capital un peu plus élevé que ce n'est le cas pour les activités pipelinières réglementées.

Les sociétés regroupées dans l'échantillon des pipelines étaient principalement des sociétés en commandite principale (SCO). TransCanada a soutenu qu'il existait certaines différences structurelles entre les SCO et celles constituées en sociétés de capitaux (les sociétés-S pour les différencier des SCO). Les SCO ne sont pas assujetties aux impôts sur le bénéfice des entreprises, alors que c'est le cas pour les sociétés-S. Les SCO sont tenues de distribuer la plus grande partie de leur encaisse aux titulaires de parts, et de leur remettre une partie du bénéfice, ce qui constitue à la fois un rendement sur le capital et un rendement du capital. TransCanada a avancé que la différence nette, au niveau de l'investisseur, est un modeste avantage fiscal au profit des personnes qui investissent dans des sociétés-S plutôt que dans des SCO, mais cet avantage devrait être de faible importance et n'avoir aucune incidence sur les estimations de coût du capital à partir du modèle de positionnement du risque.

Puisque les SCO doivent distribuer une grande partie de leur bénéfice aux titulaires de parts, TransCanada a fait remarquer qu'elles doivent avoir accès aux marchés financiers, étant incapables de financer d'importants projets ou des acquisitions majeures au moyen des flux de trésorerie produits à l'interne. Elle a indiqué que les SCO n'avaient plus accès à ces marchés pendant la crise financière, ce qui a aussi été le cas pour les sociétés-S, mais l'incidence sur les SCO a été plus marquée dans la mesure où les sociétés-S conservent une certaine partie de leurs flux de trésorerie plutôt que de les verser presque dans leur intégralité sous la forme de distributions. TransCanada a ajouté que le besoin pour les SCO de constamment se présenter sur les marchés financiers peut être à l'avantage des investisseurs dans ces sociétés, car il impose une certaine discipline à la direction des entreprises lorsqu'il s'agit de cerner des projets attrayants et des acquisitions de choix.

TransCanada a indiqué que l'existence de droits de distribution incitatifs favorisait de plus fortes distributions du commandité. Ces droits prévoient que si le commandité relève les distributions, il bénéficie de la situation en prenant lui-même un pourcentage plus élevé de ces distributions, alors que l'inverse est aussi vrai, sa part régressant plus rapidement si les distributions diminuent. TransCanada était d'avis que cela ne devrait pas inciter le commandité à prendre davantage de risques qu'il ne le ferait autrement puisque ses gains sont symétriques. M. Vilbert a ajouté que les gains ne sont pas précisément symétriques dans le sens que les distributions passent d'un palier à un autre, et le commandité gagnera ou perdra davantage selon la structure de ces paliers.

Opinions des intervenants

Selon l'Ontario, un poids substantiel devrait être accordé à l'échantillon des services publics canadiens compte tenu du degré considérable de protection réglementaire dont profitent les services publics au Canada.

Opinion de l'Office

Concurrence mondiale pour l'obtention de capitaux

Nous constatons que la preuve déposée par TransCanada voulant que les Canadiens recherchent des occasions d'investissement aux États-Unis et ailleurs à l'étranger n'a pas été mise en doute dans cette instance. À notre avis, les marchés financiers sont de plus en plus intégrés, et par conséquent, les rendements autorisés doivent permettre au réseau principal d'obtenir des capitaux sur le marché mondial afin de répondre aux exigences de la norme de rendement équitable. Dans ce contexte, nous jugeons que la preuve déposée à l'égard de sociétés comparables exploitées aux États-Unis peut constituer une valeur témoin utile quant aux occasions d'investissement sur le marché mondial.

Régimes de réglementation

Un volumineux dossier a été constitué dans cette instance au sujet du modèle de réglementation américain en général, et plus précisément de la manière dont il est mis en œuvre selon les circonstances. La preuve ainsi déposée ne l'a pas été simplement à des fins d'estimation du coût du capital. Elle visait aussi à fournir de l'information au sujet de l'établissement des prix et de services à considérer pour le réseau principal, ainsi que sur la façon dont les services publics et les organismes de réglementation aux États-Unis ont traité de la question de retour de la capacité et de non-renouvellement de contrats. Néanmoins, nous n'avons négligé aucun élément de preuve portant sur le modèle de réglementation aux États-Unis pour étayer notre évaluation du risque commercial auquel sont confrontées les sociétés réglementées américaines. En nous fondant sur cette évaluation et sans perdre de vue notre souhait de voir le réseau principal être concurrentiel en vue de l'obtention de capitaux au-delà des marchés financiers canadiens, nous trouvons que la preuve déposée sur le coût du capital à l'égard de sociétés comparables aux États-Unis était riche de renseignements utiles au moment de déterminer le rendement équitable pour ce réseau.

Il était clair que tant les gazoducs que les SDL faisaient face à un plus grand risque de variabilité aux États-Unis qu'au Canada. Dans cette optique, nous constatons que les causes tarifaires sont peu fréquentes aux États-Unis et que le recours aux comptes de report y est limité comparativement à l'utilisation de ces mécanismes au Canada. En nous fondant sur la preuve déposée dans cette instance, nous sommes d'avis que ce risque de variabilité plus élevé n'influe pas sur les possibilités de recouvrement des frais engagés avec prudence par les gazoducs et les SDL aux États-Unis. Ce risque est symétrique, parce qu'il procure des possibilités de rehaussement et que les services publics américains peuvent demander à leur organisme de réglementation de revoir leurs tarifs au besoin.

Pour ce qui est du régime de réglementation américain à l'égard des oléoducs, nous acceptons l'évaluation de M. Carpenter voulant que ces pipelines soient confrontés à un plus important risque fondamental qu'au Canada. Aux États-Unis, les tarifs des oléoducs sont fondés sur le marché, ce qui constitue une contrainte quant aux droits pouvant être exigés. Les oléoducs américains font face à un risque de concurrence plus élevé de la part

d'autres pipelines et d'autres moyens de transport. Même si le régime de réglementation des oléoducs aux États-Unis diffère de celui au Canada, une évaluation des différences relatives nous permet de tenir compte de ce type de preuve afin de faire les ajustements nécessaires pour évaluer le coût du capital pour le réseau principal.

Par ailleurs, nous avons trouvé instructive la preuve au sujet des outils à la disposition des pipelines aux États-Unis pour faire face à la concurrence, comme les taux réduits et négociés. De tels outils peuvent accroître le risque de variabilité pour ces pipelines, mais nous n'avons pas jugé qu'ils avaient une incidence importante sur la probabilité de recouvrer les frais engagés, ce jugement étant principalement fondé sur la preuve indiquant que la FERC permet le recouvrement des coûts liés aux rabais accordés. Là où un pipeline est confronté à un risque de concurrence très marqué, nous sommes d'avis que le fait de disposer d'outils appropriés pour être à la hauteur de la concurrence pourrait neutraliser le relèvement du risque fondamental découlant des pressions exercées par cette même concurrence.

Nous constatons que la preuve sur le partage des coûts en cas de retour de capacité et de non-renouvellement de contrats n'a pas été produite aux fins précises d'estimation du coût du capital. Nous la trouvons néanmoins instructive pour évaluer comment ces questions sont abordées aux États-Unis et dans quelle mesure les solutions réglementaires peuvent influer sur la probabilité de recouvrement des frais, donc sur le risque fondamental. La preuve déposée à ce sujet ne nous a pas convaincus que le fait que certains pipelines américains avaient convenu de partager avec leurs expéditeurs les coûts découlant de la sous-utilisation influe grandement sur la probabilité qu'aux États-Unis, un pipeline type ne sera pas en mesure de recouvrer ses frais. Nous remarquons que, dans plusieurs cas, le partage découlait d'un règlement négocié. Comme c'est la pratique dans le cas de tels règlements déposés auprès de l'Office, notre intention n'est pas d'en extraire une disposition pour en arriver à une conclusion au sujet de ses incidences éventuelles sur le risque fondamental lorsque les contreparties sous-jacentes à un règlement sont inconnues.

Nous constatons aussi qu'aucun élément n'a été présenté pour faire la preuve que la FERC disposait d'une politique officielle en matière de renouvellement de contrat ou de capacité de retour. Même si l'absence d'une telle politique peut être perçue comme source d'incertitude quant au mode de traitement des coûts attribuables à une sous-utilisation, nous trouvons que la preuve produite dans cette instance ne permet pas de conclure quoi que ce soit par rapport à l'incidence éventuelle d'une telle incertitude sur le risque commercial des pipelines du ressort de la FERC.

Dans la mesure où des aspects précis du régime de réglementation américain sont pertinents à l'interprétation des estimations de coût du capital pour un échantillon donné, ces aspects seront repris plus loin.

Échantillons de sociétés

Tel qu'il a été mentionné plus haut dans le présent chapitre, la concurrence se fait de plus en plus intense aux deux extrémités du réseau principal, qui ne peut par conséquent plus être considéré comme un pipeline à faible risque. Compte tenu de l'accroissement du risque commercial, de la mise en application de droits fixes pluriannuels et du fait que le réseau principal devra probablement faire preuve de plus de souplesse au moment de l'établissement des prix pour un maximum de produits nets, nous jugeons essentiel de tenir compte de la preuve sur le coût du capital à partir de différents échantillons de manière à rendre compte de cette nouvelle réalité touchant le risque commercial du réseau principal.

Dans les circonstances où évolue actuellement le réseau principal, nous trouvons de peu d'utilité dans cette instance l'échantillon des services publics canadiens présenté par M. Vilbert. Même si les activités du réseau principal se déroulent toujours au Canada, nous considérons que les caractéristiques de l'échantillon des services publics canadiens, notamment celles propres à des services publics à plus faible risque, ne correspondent pas de suffisamment près au risque commercial anticipé pour le réseau principal. Nous en avons néanmoins tenu compte en cela que le réseau principal est exploité au Canada et que, tel qu'il en a été question dans la section sur le risque de réglementation plus haut, la démarche adoptée par la voie de la présente décision est en réaction au risque commercial à long terme de ce réseau.

Du fait que les franchises accordées aux sociétés incluses dans l'échantillon des SDL de gaz leur confèrent des attributs monopolistiques, et que les menaces de contournement sont inexistantes avec une clientèle principalement résidentielle et commerciale, nous n'avons nullement tenu compte de cet échantillon dans l'estimation du coût du capital du réseau principal. À notre avis, de telles caractéristiques ne correspondent pas au risque commercial élevé auquel est confronté le réseau principal.

Les sociétés constituant l'échantillon des pipelines sont en outre soumises à un plus grand risque de variabilité que celles dans l'échantillon des services publics canadiens, ce qui rend la comparaison pertinente avec le réseau principal dans le contexte de droits fixes pluriannuels. Selon cette approche et tel qu'il a été expliqué plus haut dans le présent chapitre, le réseau principal peut s'attendre à faire face à un risque de variabilité plus élevé, car les flux de trésorerie dépendront davantage de l'exactitude des prévisions du débit de TransCanada. Ces sociétés, comme ce sera le cas pour le réseau principal, profitent aussi d'une certaine souplesse afin d'établir des prix concurrentiels pour leurs services. Nous jugeons que l'échantillon des oléoducs était non seulement le plus instructif entre les deux échantillons des pipelines, mais aussi parmi tous les échantillons versés au dossier de la preuve. Nous sommes d'avis que c'est celui qui se rapproche le plus du réseau principal en termes de risque commercial puisque les sociétés qu'il regroupe doivent faire face à une forte concurrence. Aussi, ces sociétés doivent composer avec les contraintes exercées par les forces du marché au niveau des tarifs, ce qui constitue une situation analogue à celle prévue pour le réseau principal à l'égard de certains services qu'il propose ou de certains marchés qu'il dessert. Nous avons

également trouvé l'échantillon des gazoducs instructif pour l'estimation du coût du capital du réseau principal, surtout parce qu'il a été présenté comme étant un échantillon épuré de gazoducs, le domaine d'activité du réseau principal.

Pour la plupart, les sociétés de l'échantillon des pipelines sont structurées comme des SCO et nous constatons que le coût des capitaux propres observé sur le marché pour une SCO nécessite des ajustements mineurs lorsqu'il doit servir à estimer le coût du capital d'une société-S. À notre avis, cela tient surtout au fait que les SCO se fient davantage au marché des capitaux propres que les sociétés-S à l'égard de nouvelles émissions. Les SCO sont tenues de verser un pourcentage important de leur capital, ce qui signifie que les possibilités de financement de la croissance au moyen de flux de trésorerie produits à l'interne peuvent être restreintes. Cela signifie aussi que ces sociétés doivent se présenter sur le marché pour l'obtention de capitaux, même lorsque les temps ne s'y prêtent pas et que leur valeur commerciale est à la baisse. Nous croyons que cette situation augmente le coût du capital pour une SCO par rapport à une société-S autrement identique, mais qu'une telle augmentation est faible. Nous ne pensons pas que les droits de distribution incitatifs ou les écarts fiscaux ont eu un effet important sur les estimations du coût du capital des SCO. Sur la base de ces différences, nous avons cru qu'un léger ajustement vers le bas des estimations du coût du capital des SCO était de rigueur afin d'améliorer la comparabilité avec une supposée société-S comme le réseau principal.

Nous constatons que les sociétés de l'échantillon des services publics canadiens comme celles de l'échantillon des pipelines menaient dans une certaine mesure des activités non réglementées qui contribueraient probablement à un relèvement du coût du capital estimatif par rapport à ce que cette estimation serait en l'absence de telles activités. En conformité avec la pratique adoptée antérieurement par l'Office et imposant un ajustement vers le bas du coût du capital estimatif des sociétés d'un échantillon afin de tenir compte des activités non réglementées, nous avons fait de même dans cette instance.

9.4 Estimation du coût du capital

La section qui suit traite des diverses techniques et méthodes d'estimation du coût du capital de sociétés comparables sur les marchés financiers.

Méthode de positionnement du risque

Opinion de TransCanada

TransCanada a estimé le coût des capitaux propres pour les échantillons de sociétés en ayant recours à la démarche de positionnement du risque, laquelle s'appuie sur le modèle d'évaluation des actifs financiers (MÉAF) et ses variations. Le MÉAF est représenté par l'équation suivante :

$$r_s = r_f + \beta_s * (PRM)$$

où	r_s est le	coût du capital pour un investissement S
	r_f est le	taux hors risque
	β_s est la	mesure du risque bêta pour un investissement S
	PRM est la	prime liée au risque de marché

M. Vilbert a soutenu que le MÉAF est un modèle largement utilisé pour estimer le coût des capitaux propres, se fondant sur le fait empirique que les investisseurs valorisent les titres risqués de telle sorte qu'ils en attendent un taux de rendement plus élevé que de la part de titres sûrs. Cependant, il a fait remarquer que le MÉAF n'a pas bien fait sous forme de modèle empirique et que cela pouvait être redressé en ajoutant un paramètre alpha à l'équation, tel qu'il est illustré ci-dessous. Cette équation constitue le modèle empirique d'évaluation des actifs financiers (MEÉAF) :

$$r_s = r_f + \alpha + \beta_s * (MRP - \alpha)$$

En incluant un facteur alpha, le point d'intersection de la ligne du marché des valeurs mobilières s'élève et la pente de cette ligne diminue d'autant. Comparativement au MÉAF, M. Vilbert a allégué que le MEÉAF rendait la pente de la ligne en question moins accentuée et les résultats alors obtenus se rapprochaient davantage de ceux d'essais empiriques. M. Vilbert était d'avis qu'il fallait accorder plus de poids au positionnement du risque découlant de l'emploi du MEÉAF, car ce dernier tient compte de l'observation empirique voulant que des facteurs bêta inférieurs (supérieurs) à 1,0 ont tendance à mener à une sous-estimation (surestimation) du coût du capital avec le MÉAF. Il a reconnu que le recours à un taux hors risque à long terme dans le MÉAF a aussi tendance à élever la ligne du marché des valeurs mobilières, et donc à réduire la pente de cette ligne, mais la preuve empirique montre que la correction ainsi apportée ne suffit pas.

Facteur bêta

À partir du MÉAF, M. Vilbert a utilisé des facteurs bêta ajustés pour l'échantillon des services publics canadiens afin de tenir compte du fait que les actions des services publics sont sensibles aux taux d'intérêt, et afin aussi d'éviter de sous-estimer le risque présenté par l'échantillon de sociétés en rapport avec la récente crise financière. L'ajustement bêta a supposé que les facteurs bêta pour les services publics convergeaient vers 1,0 avec le temps (parfois appelé ajustement de Blume). M. Vilbert a soutenu que même des facteurs bêta ajustés étaient faussés à la baisse du fait qu'en partie, la période de tourmente sur le marché qui avait auparavant entraîné des estimations du facteur bêta faibles ou négatives était toujours incluse dans la période d'estimation, et qu'il est probable que la crise financière en cours soit à l'origine d'un découplage des facteurs bêta estimés pour les services publics par rapport au marché.

M. Vilbert ne s'est servi que de facteurs bêta non ajustés pour l'échantillon des SDL de gaz et celui des pipelines afin d'assurer la cohérence avec des éléments de preuve précédemment acceptés dans des instances canadiennes. Il a fait valoir que le recours à des facteurs bêta non ajustés était conventionnel et que les résultats plus élevés obtenus à partir du modèle des flux monétaires actualisés (FMA) pouvaient justifier l'utilisation de facteurs bêta ajustés.

Prime liée au risque de marché

M. Vilbert a fait appel à une PRM de 5,75 % (scénario 1), et a présenté un test de sensibilité quant à l'effet d'une PRM de 6,25 % (scénario 2). Il a allégué que la prime de risque requise des investisseurs était plus élevée en période de tourmente économique, et il était donc d'avis que la PRM est plus élevée aujourd'hui qu'elle ne l'était il n'y a pas si longtemps, ce qui rend nécessaire l'élaboration d'un second scénario pour tenir compte de la récente crise financière. M. Vilbert a indiqué que les résultats de l'analyse des FMA donnent plus de poids à une PRM augmentée à 6,25 %, tout comme les résultats du modèle des FMA allaient dans le sens d'un relèvement du coût des capitaux propres comparativement à la méthode de positionnement du risque.

Taux hors risque

M. Vilbert a utilisé un taux hors risque à long terme de 4,05 %, fondé sur la prévision moyenne (obligation de 10 ans du gouvernement canadien) à long terme, plus une prime à échéance de 25 points de base.

Les résultats ainsi obtenus au moyen de la méthode de positionnement du risque pour l'échantillon des gazoducs et l'échantillon des oléoducs sont les suivants :

Tableau 9-2 Résultats selon le positionnement du risque pour l'échantillon des pipelines

	Estimations directes du coût des capitaux propres			Coût moyen pondéré du capital après impôt (CMPCAI)			Coût implicite des capitaux propres avec un CMPCAI à teneur de 40 % en capitaux propres		
Échantillons	MÉAF	MEÉAF		MÉAF	MEÉAF		MÉAF	MEÉAF	
		$\alpha = 1$	$\alpha = 2$		$\alpha = 1$	$\alpha = 2$		$\alpha = 1$	$\alpha = 2$
Gaz[1]	8,1 %	8,4 %	8,7 %	6,6 %	6,9 %	7,1 %	11,2 %	11,7 %	12,2 %
Pétrole[1]	8,3 %	8,6 %	8,8 %	6,9%	7,1 %	7,3 %	11,9 %	12,4 %	12,8 %
Gaz[2]	8,5 %	8,8 %	9,1 %	6,9 %	7,1 %	7,3 %	11,7 %	12,3 %	12,8 %
Pétrole[2]	8,7 %	8,9 %	9,2 %	7,2 %	7,4 %	7,6 %	12,5 %	13,0 %	13,5 %

1 – Scénario 1 : $r_f = 4{,}05$ %; PRM = 5,75 %
2 – Scénario 2 : $r_f = 4{,}05$ %; PRM = 6,25 %

Opinions des intervenants

ACPP

M. Booth, témoin de l'ACPP en matière de coût du capital, a indiqué que le MÉAF était le modèle de prime de risque le plus communément utilisé, car il déduit correctement à la fois la valeur de temps et la valeur de risque de l'argent. Il a fait remarquer que le MÉAF mesure la notion appropriée, soit dans quelle proportion un titre ajoute-t-il au risque d'un portefeuille diversifié, ce qui constitue l'idée centrale de la théorie de portefeuille moderne.

M. Booth, en se fondant sur les antécédents du marché financier canadien depuis 1924, a estimé entre 5,0 % et 6,0 % la PRM pour des actions ordinaires comparativement aux obligations à long terme du Canada.

M. Booth a avancé que l'histoire récente des services publics canadiens et américains à faible risque pointe vers des facteurs bêta de l'ordre de 0,30 à 0,35, lesquels peuvent être considérés comme peu élevés, la crise financière ayant été surmontée beaucoup mieux que pour le marché dans son ensemble. À l'avenir, M. Booth était d'avis que les facteurs bêta pour les services publics canadiens allaient retourner à leurs niveaux historiques entre 0,45 et 0,55.

À partir de ces chiffres, accompagnés d'un rendement à long terme prévu de 3,30 % pour les obligations canadiennes en 2012 et de 3,80 % en 2013, M. Booth a produit un MÉAF estimatif s'établissant entre 6,05 % et 7,10 % en 2012, puis atteignant entre 6,55 % et 7,60 % en 2013, après ajustement pour les frais d'émission. Il a indiqué qu'un ajustement de 0,40 % devait être apporté à ces MÉAF estimatifs afin de tenir compte de l'accroissement de l'écart de rendement au profit des sociétés par rapport aux obligations du gouvernement du Canada. En outre, M. Booth a fait remarquer qu'en raison des effets de l'opération Twist aux États-Unis, et tel que le démontre l'élargissement de l'écart à la faveur du rendement des actions privilégiées comparativement aux obligations du gouvernement du Canada, une prime supplémentaire de 0,80 % devrait être ajoutée aux estimations. Il arrive alors à un RCA repère estimatif pour les services publics de 7,80 % en 2012 et de 8,30 % en 2013.

M. Booth a déclaré que le recours au MEÉAF pour des actions à faible risque comme celles de services publics poussait vers le haut le taux de rendement estimatif. Il a ajouté que la pratique habituelle, dans les audiences réglementaires, d'utiliser le MÉAF avec le rendement des obligations à long terme du Canada augmente automatiquement le taux hors risque et redresse la distorsion remarquée dans les tests du MÉAF. M. Booth a poursuivi en disant que du fait que la courbe de rendement est plus accentuée aujourd'hui qu'elle ne l'est normalement constitue un argument à l'appui de la notion voulant que le MÉAF est approprié et qu'il n'y a nul besoin pour un MEÉAF.

Selon M. Booth, il faut faire preuve de jugement pour ramener les facteurs bêta à leur valeur historique. Il a soutenu que l'ajustement de Blume, qui oriente le facteur bêta vers 1,0, n'est pas approprié du fait qu'il s'appuie sur des ajustements pour une action moyenne type.

Ontario

L'Ontario a argué que l'Office devrait maintenir sa pratique de rejeter le MEÉAF et de favoriser le MÉAF.

Réplique de TransCanada

TransCanada a fait valoir que même si le recours à un taux hors risque à long terme corrige en partie les problèmes découlant de l'utilisation du MÉAF, pour les corriger dans leur intégralité, un facteur alpha est encore requis. M. Vilbert a mentionné que les ouvrages publiés recommandent un ajustement alpha entre 2,0 % et 7,0 % (lorsque le taux hors risque à court terme est utilisé dans le MÉAF), alors qu'il n'a utilisé que des facteurs entre 1,0 % et 2,0 % compte tenu de l'inclusion d'un taux hors risque à long terme dans le MÉAF. Il était d'avis que le non-recours au MEÉAF par M. Booth a fait que ce dernier a sous-estimé le rendement recommandé pour le réseau principal. En outre, il a fait remarquer que plus éloignés de 1,0 sont les facteurs bêta des échantillons, plus grande est la sous-estimation qui en découle en l'absence d'un MEÉAF.

Modèle des flux monétaires actualisés (FMA)

Opinion de TransCanada

Outre la méthode de positionnement du risque, M. Vilbert a employé la méthode des FMA afin d'estimer le coût des capitaux propres pour les échantillons des services publics canadiens et des SDL de gaz. Le modèle des FMA simple de TransCanada est représenté par l'équation suivante :

$$r = D_1/P + g$$

où	r est le	coût du capital
	D_1 est le	dividende à la fin de la période 1
	P est le	cours actuel du titre sur le marché
	g est le	taux de croissance perpétuelle

Dividende et cours des actions

TransCanada a avancé que la méthode des FMA suppose que le cours d'une action sur le marché est égal à la valeur actuelle des dividendes que ses titulaires s'attendent de toucher. Elle suppose aussi que cette valeur actuelle peut être calculée en ayant recours à la formule standard servant au calcul de la valeur actuelle des flux de trésorerie futurs. M. Vilbert s'est servi des dividendes des deuxième et troisième trimestres de 2011 (les plus récents, au moment de la préparation de cet élément de preuve, pour les dividendes versés aux titulaires inscrits selon Bloomberg).

M. Vilbert n'a pas estimé le coût des capitaux propres pour l'échantillon des pipelines au moyen de la méthode des FMA puisque cet échantillon est principalement constitué de SCO. Il a fait remarquer que l'application d'une telle méthode à une SCO est souvent controversée, car il n'est

pas rare pour ces sociétés de verser des dividendes d'un montant supérieur au bénéfice, et aussi pour des questions portant sur la durabilité des taux de croissance à long terme des SCO.

Même si M. Vilbert a calculé, pour l'échantillon des sociétés, le coût des capitaux propres à l'aide du modèle des FMA simple, il a convenu que les hypothèses rigides avancées dans ce modèle pouvaient créer des problèmes. Pour cette raison, M. Vilbert s'est appuyé sur une variante du modèle des FMA dont les hypothèses étaient un peu moins rigides, ayant recours à différents taux de croissance des dividendes à court terme avant de supposer un taux de croissance perpétuel au début de la onzième année (le modèle par étapes).

M. Vilbert a expliqué qu'il n'a accordé de valeur qu'aux résultats obtenus au moyen du modèle des FMA par étapes pour les estimations ponctuelles du CMPCAI à l'égard des échantillons des services publics canadiens et des SDL de gaz. Il a fait remarquer que le modèle des FMA simple a été utile pour contre-vérifier les résultats obtenus au moyen du modèle de positionnement du risque.

Taux de croissance

M. Vilbert était d'avis que les taux de croissance historiques ne sont pas pertinents lorsqu'il s'agit de supputer les attentes actuelles des investisseurs, et il a par conséquent utilisé les taux de croissance prévus par Value Line, produits par des analystes des marchés boursiers. Dans le modèle par étapes, M. Vilbert s'est appuyé sur les taux de croissance dégagés pour la société jusqu'au deuxième trimestre de 2016, et sur les prévisions du PIB à long terme à compter du troisième trimestre de 2021. Entre les deux, le taux de croissance converge de façon linéaire du premier point au second.

M. Vilbert a indiqué que la tendance à l'optimisme, c'est-à-dire celle qu'ont les analystes à surestimer les taux de croissance des titres dont ils s'occupent, est moins susceptible de toucher les estimations des FMA de grandes sociétés dont les tarifs sont réglementés à l'intérieur de secteurs relativement stables d'une industrie.

Importance accrue accordée aux FMA en raison de la tourmente sur le marché boursier

M. Vilbert a allégué qu'en raison de la récente tourmente sur le marché boursier, les facteurs bêta observés pour les services publics se sont éloignés des indices boursiers sous-jacents. Il a fait remarquer qu'en général, il ne s'appuie pas outre mesure sur les estimations de FMA, mais en périodes de grande incertitude économique, les modèles de FMA sont davantage valables. Dans ce contexte, les résultats de tels modèles ont permis de contre-vérifier ceux obtenus au moyen du modèle de positionnement du risque pour les échantillons des services publics canadiens et des SDL de gaz. Ainsi, M. Vilbert a soutenu que, dans cette instance, une plus grande importance que normalement devrait être accordée aux résultats obtenus au moyen des modèles de FMA.

M. Vilbert a produit les résultats suivants au moyen du modèle des FMA par étapes :

Tableau 9-3 Résultats selon le modèle des FMA par étapes pour les échantillons des services publics canadiens et des SDL de gaz

	Estimations directes du coût des capitaux propres	CMPCAI	Coût implicite des capitaux propres avec un CMPCAI à teneur de 40 % en capitaux propres
Services publics canadiens	9,00 %	6,60 %	11,00 %
SDL de gaz américaines	8,80 %	6,90 %	11,80 %

Opinions des intervenants

ACPP

Importance accordée aux FMA

M. Booth a soutenu qu'il considérait ses estimations des FMA comme une façon de vérifier celles qu'il avait obtenues à partir du MÉAF puisque ces dernières sont normalement exactes « à peu de choses près ». Dans cette instance, M. Booth a comparé les estimations du coût des capitaux propres obtenues au moyen de la méthode des FMA pour le marché dans son ensemble à celles obtenues par la voie du MÉAF, et il a fait remarquer que dans ce dernier cas, l'estimation d'un rendement du marché de 8,30 % était relativement basse, alors que l'estimation de 9,24 % avec la méthode des FMA « sans artifices » était plus raisonnable. Les ajustements à la hausse apportés par M. Booth aux estimations obtenues avec son MÉAF simple les ont alignées avec les résultats découlant du modèle des FMA.

Estimations des FMA pour le marché dans son ensemble

M. Booth a allégué que les estimations des FMA pour le marché dans son ensemble et les indices des services publics Standard & Poor's sont plus fiables que les estimations des FMA pour des sociétés individuelles en raison de l'importante erreur de mesure pour les prévisions de taux de croissance futurs. Il a argué que pour le marché dans son ensemble, le rendement prévu des dividendes peut être estimé à l'intérieur d'une très faible marge d'erreur, ce qui fait que l'erreur d'estimation est en rapport avec la prévision du taux de croissance à long terme, qui est aussi plus facile à établir pour le marché dans son ensemble que pour un titre précis.

Taux de croissance et problèmes découlant de l'utilisation des FMA pour des titres individuels

M. Booth était d'avis que certains problèmes sont inhérents à l'utilisation de la formule des FMA pour des titres individuels. Il a soutenu que pour certaines des sociétés dans l'échantillon de M. Vilbert, les estimations de croissance d'un seul analyste sont présentées, ce qui peut être problématique. Il a cependant accordé que ce problème était quelque peu atténué du fait du recours par M. Vilbert à un échantillon de sociétés. Par ailleurs, M. Booth a mentionné que les

estimations de croissance des analystes étaient habituellement trop optimistes, et que cette tendance à l'optimisme faisait que les taux de croissance estimatifs avancés étaient trop élevés. Enfin, M. Booth a soutenu que les prévisions des analystes étaient fondées sur la croissance du bénéfice plutôt que sur un taux de croissance durable des dividendes, ce qui entraîne une surestimation possible pendant les périodes où le bénéfice devrait regagner du terrain et donc croître plus rapidement que les dividendes.

Réplique de TransCanada

TransCanada a indiqué que le modèle des FMA adopté par M. Booth comportait un désavantage majeur en cela qu'il s'appuyait sur de l'information comptable historique pour estimer les dividendes attendus, éliminant du coup le principal avantage du modèle qui en est un tourné vers l'avenir. M. Vilbert a avancé que le recours à des taux de croissance du bénéfice estimés par des analystes (plutôt qu'au taux de croissance durable des dividendes recommandé par M. Booth) est approprié puisque la version simple du modèle des FMA suppose une croissance constante du bénéfice et des dividendes.

Il a réitéré son opinion que les taux de croissance prévus par des analystes étaient d'une utilisation appropriée pour les services publics dont les tarifs sont réglementés puisqu'ils ne sont pas soumis à un important préjugé optimiste. De plus, il était d'avis que ces taux avaient une valeur supérieure aux estimations historiques des taux de croissance puisqu'ils sont tournés vers l'avenir et devraient ainsi être plus précis.

CMPCAI et risque financier

Opinion de TransCanada

M. Vilbert était d'avis que pour étudier le risque financier, l'approche du CMPCAI valait mieux que la démarche classique qui, souvent, n'établit pas de rapport direct à l'égard des différences entre les structures du capital des entreprises composant l'échantillon utilisé pour estimer le coût des capitaux propres et la structure du capital réglementaire servant à l'établissement des taux. Il a fait remarquer que la méthode classique ne tient pas bien compte du risque financier, ce qui pourrait entraîner des erreurs importantes par rapport au rendement autorisé. Dans cette optique, TransCanada a estimé le coût du capital de chaque société de l'échantillon à l'aide du CMPCAI, une démarche s'appuyant sur l'équation suivante[67] :

$$CMPCAI = (r_e * w_e) + (r_d * w_d * (1-T_c))$$

où	r_e est le	coût des capitaux propres
	w_e est la	pondération des capitaux propres
	r_d est le	coût de la dette
	w_d est la	pondération de la dette
	T_c est le	taux d'imposition du bénéfice des entreprises

[67] Il n'a pas été tenu compte de la faible contribution éventuelle des actions privilégiées, même si M. Vilbert, le témoin expert, en a fait état.

M. Vilbert a utilisé le coût des capitaux propres à la valeur du marché (tel qu'il a été calculé au moyen du modèle des FMA ou de la méthode de positionnement du risque), la structure du capital, aussi à la valeur du marché, le coût de la dette sur le marché ainsi que le taux d'imposition de 25,9 % de TransCanada pour déterminer le CMPCAI de chaque société comparable.

Dans le cadre du modèle des FMA, M. Vilbert a estimé le coût de la dette sur le marché des sociétés comparables en ayant recours au rendement actuel révélé par un indice d'obligations de services publics correspondant à la cote de solvabilité en cours de la société. Pour ce qui est de la méthode de positionnement du risque, la cote de solvabilité moyenne a été estimée pour la période de cinq ans correspondant à l'estimation du facteur bêta. La notation des obligations des sociétés de l'échantillon est tirée de Bloomberg.

En s'appuyant sur la méthode du CMPCAI, M. Vilbert a jugé qu'il n'y avait pas de structure du capital optimale bien définie pour une entreprise. Il était d'avis que les avantages fiscaux découlant d'un accroissement du financement de la dette sont neutralisés par d'autres coûts, au niveau de l'entreprise, mais aussi à celui des investisseurs individuels. M. Vilbert a fait remarquer que dans un certain nombre de recherches il a été observé que plusieurs sociétés choisissaient de conserver un fort pourcentage de capitaux propres dans leur structure du capital malgré la possibilité évidente de rehausser leur valeur en ajoutant à leur dette. Il voyait cela non pas comme une erreur de gestion, mais comme la preuve que de nouveaux ajouts à la dette dans la structure du capital ne mènent pas à un accroissement de la valeur de l'entreprise pour un large éventail de structures. Pour ces raisons, M. Vilbert a argué que l'éventail des structures du capital permettant de maximiser la valeur d'une entreprise est large et que ces structures devraient être traitées uniformément. Il était d'avis que cette hypothèse s'appuie sur une preuve empirique.

MM. Kolbe et Vilbert ont présenté le résumé suivant des résultats du CMPCAI pour chaque échantillon :

Tableau 9-4 Résultats du CMPCAI

	CMPCAI		
Échantillons	**Estimation ponctuelle**	**Éventail d'estimations**	
Échantillon des services publics canadiens	6,00 %	5,75 %	6,25 %
Échantillon des SDL de gaz	6,50 %	6,25 %	6,75 %
Échantillon des pipelines	7,00 %	6,75 %	7,25 %
Échantillon des gazoducs	7,00 %	6,75 %	7,25 %
Échantillon des oléoducs	7,25 %	7,00 %	7,50 %

Opinions des intervenants

ACPP

M. Booth a argué que l'approche du CMPCAI était imparfaite à plusieurs égards. Il a indiqué que le RCA dépend de la structure du capital à la valeur comptable, puisque le risque des capitaux propres augmente avec un plus grand financement par emprunts. Ce risque supplémentaire est attribuable aux frais de financement (directs et indirects). M. Booth a en outre soutenu que le poids de la dette par rapport à celui des capitaux propres sur le marché n'avait pas d'incidence sur le risque financier puisque ce sont les frais financiers propres à la structure du capital à la valeur comptable qui influent sur ce risque.

En supposant un CMPCAI uniforme, M. Booth était d'avis qu'un tel CMPCAI pour le marché dans son ensemble qui serait appliqué à la structure du capital à la valeur comptable de TransCanada entraînerait un RCA, tel qu'il est recommandé par M. Vilbert, pour lequel l'effet de levier serait beaucoup trop marqué, ce qui compenserait à tort les actionnaires pour la différence entre les structures du capital à la valeur du marché et à la valeur comptable. M. Booth a fait remarquer qu'en général, les textes financiers se concentrent sur l'équation standard de Modigliani et Miller qui tient compte de l'incidence des impôts sur le bénéfice, ce qui réduit l'effet de levier comparativement à l'ajustement apporté par MM. Kolbe et Vilbert.

M. Booth a allégué que le CMPCAI n'est pas une valeur constante et dans son témoignage il a avancé que dans 85 % des cas, les entreprises nord-américaines avaient une structure du capital cible visant à réduire au minimum leur coût du capital global. Il a argué que cela prouvait l'irrecevabilité de l'hypothèse d'un CMPCAI constant sur lequel s'appuyaient les témoins de TransCanada en matière de coût du capital.

En dernier lieu, M. Booth a indiqué que la méthode du CMPCAI ne devrait pas être utilisée pour établir le taux de rendement d'un service public réglementé puisqu'il s'agit d'une notion principalement utilisée afin d'assurer une valeur maximale aux actionnaires.

L'ACPP a soutenu qu'il fallait plutôt assurer un taux de rendement équitable aux actionnaires. Par conséquent, elle était d'avis que même si une forme quelconque de la méthode du CMPCAI était utilisée, l'Office devrait néanmoins évaluer ce que cela signifie en termes de RCA.

Réplique de TransCanada

M. Kolbe a fait valoir que même s'il était vrai que certaines entreprises avaient des structures du capital cibles, cela ne signifie pas qu'elles peuvent changer de façon importante leur valeur en modifiant cette structure, un énoncé qui s'appuie sur des recherches considérables effectuées sur cette question. Par ailleurs, M. Kolbe a fait remarquer que des recherches substantielles indiquaient que des entreprises d'un même secteur présentaient un large éventail de structures du capital et que les plus rentables étaient souvent celles qui avaient le moins de dette.

M. Kolbe a indiqué que la technique de M. Booth pour estimer le coût des capitaux propres ne prenait pas en compte les effets du risque financier et que le recours au CMPCAI dans une telle

estimation constituait un moyen de tenir compte de façon précise du degré de risque financier associé à la structure du capital à la valeur du marché des sociétés incluses dans l'échantillon. Il était d'avis que le risque financier se répercute dans la valeur marchande d'une entreprise et non dans sa valeur comptable.

Opinion de l'Office

Les questions soulevées dans la présente section, qui portent sur les techniques et les méthodes utilisées pour estimer le coût du capital, se divisent en deux grandes catégories : 1) les techniques d'estimation du coût des capitaux propres, y compris la méthode de positionnement du risque et le modèle des FMA; 2) le caractère approprié ou non d'avoir recours à la méthode du CMPCAI pour tenir compte du risque financier dans l'estimation du coût du capital.

Techniques d'estimation du coût des capitaux propres – Positionnement du risque

Nous sommes d'avis que le MÉAF est largement accepté comme modèle d'estimation du coût des capitaux propres. Ce modèle a été utilisé par l'Office dans le passé, et il a été reconnu dans le cadre de cette instance, à la fois par des témoins experts de TransCanada et par des intervenants, comme une méthode valable d'estimation du coût des capitaux propres. L'Office a accordé de la valeur aux résultats obtenus à partir du MÉAF et présentés dans cette instance.

Au sujet du recours au MEÉAF, à notre avis, du fait que le MÉAF soit utilisé avec un taux hors risque à long terme compense largement pour ses possibles lacunes empiriques. Dans la mesure où ces lacunes ne sont pas entièrement comblées par le recours à un tel taux, la preuve déposée dans cette instance ne nous a pas persuadés que d'autres ajustements au MÉAF étaient requis. Le taux hors risque à long terme rend la pente de la ligne du marché des valeurs mobilières moins accentuée, et donc accroît déjà dans une certaine mesure l'estimation du rendement pour les sociétés dont les facteurs bêta sont inférieurs à 1,0. Nous n'avons donc pas tenu compte des résultats dérivés de l'utilisation du MEÉAF.

Même si un ajustement du facteur bêta pourrait être justifié, en particulier dans les cas où de tels facteurs pour les services publics dévient largement des moyennes à long terme en raison de conditions du marché hors de l'ordinaire, nous n'avons pas été persuadés que l'ajustement de Blume proposé par TransCanada pour l'échantillon des services publics canadiens était approprié. Au moment d'estimer les facteurs bêta pour les services publics réglementés, nous n'avons pas cru raisonnable l'hypothèse que les facteurs bêta de services publics réglementés autonomes devraient converger vers 1,0 puisque les investissements dans des services publics sont généralement reconnus comme étant moins risqués que l'action moyenne. Nous croyons que la sensibilité aux taux d'intérêt des actions de services publics sur le marché demeure une préoccupation, mais nous n'avons pas été persuadés que l'ajustement de Blume était une façon appropriée de tenir compte de ce phénomène. En accordant du poids aux estimations des FMA, dont il est

question ci-après, nous avons tenu compte de la pression à la baisse potentielle dans les estimations du MÉAF.

Plutôt que d'essayer de déterminer si davantage de poids devrait être accordé aux estimations précises de M. Vilbert ou de M. Booth par rapport au taux hors risque et à la PRM, nous avons pris en compte et pondéré les estimations finales des deux spécialistes à l'égard du coût du capital dérivées du MÉAF. Nous remarquons que les estimations du taux hors risque et de la PRM des deux spécialistes, après avoir tenu compte des ajustements respectifs visant à rendre compte de circonstances particulières sur les marchés financiers, se situaient dans la même fourchette.

Techniques d'estimation du coût des capitaux propres – Modèle des FMA

L'Office n'a jamais eu recours au modèle des FMA pour estimer le coût du capital, surtout en raison de la difficulté inhérente à estimer avec précision les taux de croissance. Nous constatons que la récente tourmente du marché financier est à l'origine pour les services publics de facteurs bêta inférieurs à leur moyenne historique et la preuve présentée par les deux témoins experts indique que dans le contexte actuel, les résultats dérivés des FMA produisaient des estimations du coût des capitaux propres plus élevées que celles découlant du MÉAF. Compte tenu des circonstances qui prévalent actuellement, nous sommes d'avis qu'il convient dans cette instance d'accorder un certain poids aux résultats obtenus à partir du modèle des FMA par étapes. Nous constatons aussi que les taux de croissance pour un secteur relativement stable comme les services publics sont plus prévisibles, ce qui atténue quelque peu les préoccupations quant à la fiabilité des prévisions d'analystes.

L'utilisation par M. Booth du modèle des FMA pour le marché dans son ensemble, au même titre que la tendance historique des estimations du coût des capitaux propres obtenues au moyen de ce modèle comparativement au MÉAF, nous a éclairés. À notre avis, cette preuve a illustré que même si, au fil du temps, ces modèles devraient démontrer une constance, la mise en œuvre strictement mécanique de l'un ou de l'autre à un point précis dans le temps peut être problématique.

Le modèle des FMA par étapes de M. Vilbert a tenu compte de taux de croissance estimatifs produits par des analystes pendant cinq ans, puis d'un déclin de la croissance convergeant vers le taux de croissance du PIB à long terme au cours des cinq années suivantes. Même si nous croyons qu'il s'agit là d'une hypothèse raisonnable pour les échantillons utilisés, nous constatons qu'elle pourrait ne pas être optimale quant à une modélisation appropriée et systématique du taux de croissance attendu des échantillons dans tous les cas. Nous croyons que d'autres types de modèles des FMA pourraient être valables, selon le schéma de croissance anticipé des échantillons sous-jacents. Nous jugeons que la discussion mérite d'être poursuivie au-delà du cas à l'étude pour en arriver à définir la meilleure façon d'estimer les taux de croissance, les périodes au cours desquelles des taux de croissance précis devraient être appliqués, et le point à partir duquel le taux de croissance ultime devrait être adopté, selon les échantillons ou la variante du modèle des FMA utilisée.

Par souci de clarté, nous faisons remarquer que même si nous avons accordé davantage d'importance à l'échantillon des pipelines, et même si le modèle des FMA n'a pas servi à estimer le coût des capitaux propres de cet échantillon, nous avons observé que le modèle des FMA par étapes était à l'origine d'estimations du coût des capitaux propres supérieures à celles découlant du MÉAF pour les deux autres échantillons. Ceci a été mis encore plus en évidence par les témoignages de M. Booth, montrant le même phénomène pour le marché dans son ensemble. Nous en avons tenu compte en ajustant à la hausse les résultats du MÉAF à l'égard de l'échantillon des pipelines lorsqu'il a fallu déterminer le rendement équitable pour le réseau principal.

À notre avis, le MÉAF et le modèle des FMA montrent tous deux certaines lacunes comme certains avantages dans leur application. Nous croyons que le fait d'accorder de la valeur aux deux modèles produit une estimation plus précise du coût du capital du réseau principal que cela n'aurait été le cas qu'en ayant recours à un seul de ces modèles. Nous sommes d'avis qu'il devrait ainsi être largement tenu compte des effets attribuables au découplage du facteur bêta et à la sensibilité aux taux d'intérêt inhérents au MÉAF. En outre, les préoccupations issues des taux de croissance estimatifs produits par des analystes et utilisés dans le modèle des FMA sont contrées par un recul des résultats obtenus à partir du MÉAF.

CMPCAI pour tenir compte du risque financier

Nous constatons que certaines hypothèses clés intégrées à la méthode du CMPCAI ne font toujours pas l'unanimité, plus précisément le fait que la courbe est aplanie sur une large section médiane, et que le risque financier pour des services publics réglementés dépend de la structure du capital à sa valeur marchande plutôt qu'à sa valeur comptable.

Nous constatons aussi que les estimations directes du coût des capitaux propres, avant CMPCAI, de MM. Booth et Vilbert se situaient dans la même fourchette. Ces estimations divergeaient de façon draconienne après application de la méthode du CMPCAI. À notre avis, une différence fondamentale marquant les taux de rendement recommandés dans cette instance découle de l'ajustement effectué pour tenir compte du risque financier prévu au moyen du CMPCAI.

Quant à la question à savoir si le CMPCAI est constant sur une large section médiane des structures de capital, nous croyons que les décisions prises à l'égard de telles structures peuvent être pertinentes et influer sur le coût du capital global d'une entreprise. À notre avis, et tel qu'il est illustré dans les documents sur le sujet versés au dossier de cette instance, rien n'est absolu quant à l'ampleur de l'incidence que la structure du capital peut avoir sur le coût du capital d'une entreprise. L'amplitude de l'incidence peut être influencée par le rapport dette/capitaux propres d'une entreprise. Compte tenu des importants écarts qui existent à cet égard entre les échantillons les plus pertinents de cette instance et le réseau principal, nous sommes d'avis qu'il faut faire preuve de prudence au moment d'estimer le coût du capital des sociétés composant ces échantillons au moyen de la méthode du CMPCAI, puis d'appliquer une telle estimation au réseau principal.

Nous croyons que le risque financier, même si les valeurs marchandes en rendent compte, doit aussi dans une certaine mesure être contrôlé par l'organisme de réglementation selon la voie classique de l'établissement des taux en déterminant la structure du capital réputé des services publics réglementés. Plusieurs facteurs, dont le risque financier, influent sur la valeur marchande de la dette et des capitaux propres d'une entreprise. Nous croyons donc que la transposition directe d'un CMPCAI fondé sur la valeur marchande à des services publics dont la base tarifaire est calculée à la valeur comptable peut ne pas saisir avec précision la nature complexe du risque financier des services publics réglementés. Nous ne croyons pas que le RCA attendu qui peut être observé sur les marchés boursiers doive être augmenté dans la mesure suggérée par la méthode du CMPCAI pour assurer un rendement équitable aux investisseurs du réseau principal.

De plus, nous constatons que le contrôle du risque financier dans le contexte des estimations du coût du capital est possible de diverses façons, notamment par l'emploi de l'équation de Hamada, une démarche qui a été brièvement abordée dans cette instance pendant le processus de demande de renseignements. Nous reconnaissons que cette méthode, comme d'autres, présente certaines hypothèses contestées. À notre avis, la question mériterait d'être discutée plus à fond.

Par son témoignage, M. Booth ne nous a pas persuadés que l'utilisation par l'industrie du coût du capital moyen pondéré au moment de définir des taux de rendement minimal pour l'affectation de capitaux et la création de valeur au profit des actionnaires en invalide l'utilité comme outil servant à estimer le coût du capital de services publics réglementés. Nous croyons qu'en établissant un taux de rendement autorisé, surtout en tenant compte des exigences avancées dans la norme de rendement équitable pour l'attraction des capitaux et la comparabilité des investissements, nous menons en fait un processus très semblable à celui du secteur privé qui voudrait définir des taux de rendement minimal.

Conclusion

Nous jugeons le CMPCAI un outil utile, mais nous ne nous y sommes pas fiés exclusivement pour estimer le coût du capital du réseau principal compte tenu de la contestation continue de certaines de ses hypothèses et de l'ampleur de l'ajustement pour l'effet de levier qui en découle. Nous croyons que le RCA résultant de la méthode du CMPCAI fondé sur le marché serait trop élevé et non représentatif des risques auxquels le réseau principal est confronté. Nous avons donc tenu compte en même temps des estimations du coût des capitaux propres au moyen du MÉAF, du modèle des FMA et du CMPCAI pour déterminer le rendement équitable de TransCanada dans cette instance.

Puisque nous trouvons que l'échantillon des oléoducs était le plus pertinent à des fins de comparaison, les estimations ponctuelles suivantes nous ont été particulièrement utiles comme point de départ afin de déterminer un rendement équitable pour le réseau principal, avant ajustement pour différents facteurs :

Tableau 9-5 Estimations ponctuelles utiles à l'égard du rendement équitable

	Estimations directes du coût des capitaux propres	Coût implicite des capitaux propres avec un CMPCAI à teneur de 40 % en capitaux propres
M. Vilbert – MÉAF – Échantillon des oléoducs (scénario 1)	8,3 %	11,9 %
M. Vilbert – MÉAF – Échantillon des oléoducs (scénario 2)	8,7 %	12,5 %
RCA recommandé par M. Booth aux termes de la proposition de l'ACPP	9,5 %	s.o.

9.5 Rendement équitable pour le réseau principal

9.5.1 Recommandations quant au rendement

Opinion de TransCanada

Si la proposition de restructuration devait être approuvée, TransCanada a demandé un rendement global équivalant à 7,0 %, ajusté pour tenir compte de l'écart entre le coût de la dette sur le marché et le coût structurel de la dette du réseau principal. Le rendement ajusté serait de 8,17 % en 2012 et de 8,16 % en 2013. Selon la méthode classique employée par l'Office avant l'instance RH-1-2008, alors que le rendement était calculé par composante, cela correspondrait à un RCA d'environ 12 % en fonction d'une teneur de 40 % en capitaux propres. M. Kolbe a jugé qu'une estimation ponctuelle de 7,0 % du CMPCAI serait appropriée, puisque selon la proposition de restructuration, l'échantillon des gazoducs constituait le meilleur repère. TransCanada a déclaré qu'un CMPCAI de 7,0 % ajusté en fonction de la dette répondrait aux exigences de la norme de rendement équitable.

Si le statu quo devait être maintenu, TransCanada a demandé un rendement global équivalant à 7,625 %, ajusté pour tenir compte de l'écart entre le coût de la dette sur le marché et le coût structurel de la dette du réseau principal. En tenant compte des coûts structurels de la dette, le rendement ajusté serait de 8,85 % en 2012 et de 8,91 % en 2013. Cela correspondrait à un RCA d'environ 13,6 % en fonction d'une teneur de 40 % en capitaux propres. M. Kolbe a indiqué que l'estimation ponctuelle de 7,625 % du CMPCAI est fondée sur l'échantillon des oléoducs, à l'intérieur duquel les sociétés ont tendance à présenter un risque accru et à faire face à une concurrence plus forte que ce n'est le cas pour les gazoducs.

Au sujet de la proposition de droits fixes pluriannuels avancée par l'ACPP, TransCanada a indiqué que cette proposition poussait vers le haut le risque de non-recouvrement jusqu'à un

point où les possibilités de recouvrement des frais pouvaient ne plus être raisonnables. En outre, TransCanada était d'avis que le rendement autorisé mis de l'avant par l'ACPP dans sa proposition est beaucoup trop faible compte tenu de la grande augmentation du risque. M. Kolbe a indiqué qu'une prime de risque asymétrique au-delà du coût du capital devrait être calculée afin de déterminer un rendement équitable pour le réseau principal au titre de la proposition de l'ACPP, et que cette prime pourrait être d'à peine quelques points de pourcentage supérieure à l'estimation actuelle du coût du capital, ou pourrait constituer un multiple du CMPCAI.

TransCanada a fait valoir qu'il fallait tenir compte des incidences de la proposition de l'ACPP sur les flux de trésorerie et la dette du réseau principal. Lorsque ces deux éléments sont pris en considération, une diminution des flux de trésorerie provenant de l'exploitation et un accroissement de la dette pourraient influer sur les mesures de crédit du réseau principal, et éventuellement compromettre l'intégrité financière de ce réseau et rendre ainsi plus difficile l'obtention de capitaux selon des modalités et des conditions raisonnables.

Opinions des intervenants

ACPP

M. Booth a fourni des estimations quant au coût du capital du réseau principal au titre de la proposition de restructuration, si le statu quo devait être maintenu, ainsi que pour les scénarios proposés par l'ACPP. Selon lui, si la proposition de restructuration était approuvée, le risque commercial du réseau principal serait abaissé jusqu'au niveau de services publics repères, et le rendement équitable du réseau principal serait établi à 7,8 % pour 2012 et à 8,3 % pour 2013.

En tenant compte de la décision 2009-216 de l'Alberta Utilities Commission établissant son RCA repère à 9,0 %, un écart de 70 points de base par rapport au rendement autorisé pour TQM, considéré comme l'équivalent du statu quo par M. Booth, ce dernier a jugé que la prime pour un tel statu quo devrait se situer à 70 points de base au-dessus des taux pour la proposition de restructuration.

M. Booth considère un peu plus risquée que le statu quo la proposition de l'ACPP puisque le réseau principal est ainsi davantage exposé si ses prévisions de débit ne se matérialisent pas. Il allègue que la proposition de l'ACPP mériterait une prime de 100 points de base comparativement à la proposition de restructuration, soit les 70 points de base par rapport au statu quo dont il est question plus haut, plus 30 points de base pour un scénario de droits fixes. M. Booth a justifié la prime de 30 point de base en comparant la situation du réseau principal prévue dans le scénario de droits fixes pluriannuels à celle d'Enbridge Gas New Brunswick Limited Partnership (EGNB). EGNB a dû reporter et capitaliser des coûts à facturer au cours d'années subséquentes, portant ainsi jusqu'à 60 % la partie de sa base tarifaire constituée de coûts reportés. Dans de telles circonstances particulières, la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick a accordé une prime de 275 point de base à EGNB. M. Booth était d'avis qu'une prime de 30 points de base pour le réseau principal était raisonnable compte tenu du fait que les reports attendus ne dépasseraient pas 10 % de la base tarifaire de ce réseau au titre du scénario de droits fixes pluriannuels. Aussi, s'il était établi et fixe sur cinq ans, le RCA repère serait de 8,5 % (plutôt que 7,8 % et 8,3 %) en tenant compte de l'attente de

M. Booth à l'effet que les rendements des obligations à long terme du Canada devraient augmenter à moyen terme. Par conséquent, le RCA recommandé au titre de la proposition de l'ACPP était de 9,5 %.

ACIG

L'ACIG était d'avis que le RCA prévu dans la proposition du CMPCAI de TransCanada était excessif. Elle a ainsi appuyé les opinions exprimées dans la preuve déposée par M. Booth au nom de l'ACPP quant au RCA qui devrait être accordé à TransCanada.

Tenaska

Tenaska a indiqué que le RCA autorisé pour le réseau principal devrait se situer entre 8,0 % et 9,0 %. Un tel rendement serait équitable et conforme aux rendements autorisés ailleurs ainsi qu'aux recommandations de M. Booth.

Ontario

L'Ontario a soutenu que l'Office devrait accorder un rendement de 8,0 % à TransCanada en fonction de capitaux propres réputés à hauteur de 40 % pour 2012 et 2013.

Réplique de TransCanada

TransCanada a soutenu que M. Booth faisait trop appel à son jugement au moment d'estimer le coût du capital et que sa technique ne se fondait pas sur un échantillon, une façon habituelle de procéder pour les entités à tarifs réglementés. M. Vilbert était d'avis que la pratique de M. Booth d'estimer le risque de services publics génériques par rapport au marché, puis d'ajuster en fonction des conditions du marché financier, laisse elle aussi une trop grande part au jugement comparativement à l'analyse classique du coût du capital. En outre, M. Vilbert jugeait l'évaluation du réseau principal par M. Booth au titre de la proposition de restructuration voulant que le niveau de risque soit le même que pour des services publics réglementés génériques au Canada laissait à désirer, et qu'en fait ce niveau de risque se rapprocherait davantage de celui de l'échantillon des pipelines.

9.5.2 Ajustement pour les coûts structurels de la dette

Opinion de TransCanada

TransCanada a fait valoir qu'un rendement équitable pour le réseau principal devrait permettre le recouvrement des coûts structurels de la dette du réseau. Selon elle, les coûts structurels de la dette du réseau principal rendent compte de frais qu'elle a engagés avec prudence pour financer les besoins en capitaux du réseau. Par conséquent, un ajustement du rendement du CMPCAI demandé est requis pour tenir compte de l'écart entre les coûts structurels de la dette du réseau principal et les coûts de la dette sur le marché. En se fondant sur le CMPCAI, cet ajustement fait en sorte de relever le rendement de 1,17 % en 2012 et de 1,16 % en 2013. Alors que TransCanada a décrit divers modes de calcul du montant de l'ajustement sans recours à une structure du capital réputé, notamment en ne tenant compte que de la dette provisionnée ou en

tenant compte d'un montant de la dette non provisionnée déterminé par voie d'une politique, elle a indiqué ne pas être au courant d'une façon de procéder pouvant éviter de tenir compte du montant de la dette de services publics afin de calculer l'ajustement pour les coûts structurels de la dette.

Si l'Office devait adopter pour l'avenir la démarche faisant appel au CMPCAI avec coût de la dette sur le marché, TransCanada était prête à n'inclure des ajustements que pour la dette provisionnée historique déjà contractée au moment du passage à la méthode du CMPCAI. Dans ces circonstances, le risque de futures émissions reviendrait à TransCanada, qui serait ainsi encouragée à bien les gérer. Selon M. Kolbe, le fait de laisser courir à un service public le risque découlant de futures émissions de titres est un moyen pour les organismes de réglementation d'émuler les effets de la concurrence. TransCanada a affirmé que son coût du capital aurait tendance à être plus élevé si elle assumait le risque des coûts de la dette. Même en présence d'une incertitude quant à l'ampleur de l'augmentation du coût du capital, TransCanada était d'avis que l'augmentation ne serait pas importante. Elle a indiqué que cette démarche signifierait qu'au fur et à mesure que la dette provisionnée actuellement contractée échoit, le montant de la dette visée par l'ajustement diminuerait, et ce, jusqu'à ce que toute la dette historique soit arrivée à échéance et qu'aucun nouvel ajustement ne soit requis.

Opinions des intervenants

ACPP

L'ACPP a mentionné qu'il était difficile de comprendre de quelle manière le réseau principal serait plus concurrentiel si TransCanada devait assumer le risque des coûts liés à de futures émissions de titres d'emprunt avec accroissement commensurable possible du taux de rendement autorisé. Selon l'ACPP, si l'Office devait décider d'accorder à TransCanada un rendement exprimé en fonction du CMPCAI, alors ce rendement ne devrait pas prévoir d'ajustements haussiers pour le coût structurel de la dette. Si l'Office optait pour cette façon de faire, il devrait alors, selon M. Booth, vérifier les conséquences du CMPCAI à l'égard du RCA pour les actionnaires puisqu'il importe surtout de savoir si le rendement est approprié pour eux.

M. Booth a indiqué que si l'Office devait adopter la recommandation au sujet du CMPCAI sans ajustement ultérieur pour les coûts structurels de la dette, les actionnaires de TransCanada n'obtiendraient pas un rendement équitable, en violation des préceptes du régime de réglementation. Pour éviter une telle situation, M. Booth a mentionné qu'il préférerait que l'Office traite simplement de façon normale les coûts structurels de la dette, puis accorde à TransCanada un RCA équitable comme pour tous les autres services publics au Canada.

Tenaska

Tenaska s'est opposée à la suggestion voulant que TransCanada assume de façon prospective le risque des écarts entre le coût structurel de la dette et le coût de la dette sur le marché. À son avis, les expéditeurs ne bénéficieraient pas d'un tel changement. Tenaska était aussi d'avis que cet accroissement du risque était inutile.

Ontario

Même si l'Ontario n'était pas favorable à l'adoption du CMPCAI pour le réseau principal, elle a argué que si l'Office devait approuver la demande de TransCanada à cet effet, il devrait en exclure la constitution de provisions supplémentaires pour le coût structurel de la dette par souci d'équité à l'endroit des expéditeurs.

Réplique de TransCanada

TransCanada a fait remarquer qu'il était possible, dans la décision RH-1-2008, de faire assumer par les actionnaires de TQM le risque lié à la différence entre le coût de la dette sur le marché et le coût structurel de la dette parce que la dette existante devait échoir sous peu et qu'il n'existait pas d'écart important entre les deux types de coût lorsque la cause de TQM a été entendue. Elle a allégué que ce n'était pas le cas actuellement pour le réseau principal. Selon M. Kolbe, l'utilisation du CMPCAI pour prendre en compte le risque financier au moment de l'estimation du coût des capitaux propres est une question totalement distincte de celle des ajustements pour les coûts structurels de la dette, et le recours à des taux d'intérêt inhérents ne constituerait pas une répudiation du CMPCAI, comme le soutenait M. Booth.

9.5.3 Détermination de la structure du capital

Opinion de TransCanada

TransCanada a indiqué que la capitalisation moyenne réputée de 40 % pour le réseau principal était fondée sur la plus récente structure du capital réputé en place dans le règlement de 2007-2011 pour le réseau. TransCanada a souligné qu'une proportion de capitaux propres réputés de 40 % ou de 50 % ne devrait pas être interprétée comme étant ce qu'elle croit être le niveau de risque commercial du réseau principal. Pour ce qui est du bénéfice, elle a dit ne pas avoir de préférence entre un rendement défini en fonction du CMPCAI et un autre établi selon le RCA et la structure du capital réputé, tant que le rendement demandé globalement demeure le même.

Opinions des intervenants

M. Booth, témoin de l'ACPP, a fait remarquer que, comparativement à 2004, le réseau principal demande que la part des capitaux propres passe à 40 %, alors que l'Office avait autorisé 36 % dans l'instance RH-2-2004 phase II, soit la dernière fois qu'il a évalué le risque commercial du réseau. Dans un tel contexte, si l'Office devait accepter les 40 % actuels de capitaux propres pour le réseau principal, il devrait prendre garde à ne pas compter deux fois toute modification au risque commercial en changeant le RCA sans reconnaître cette augmentation dans le ratio du capital-actions ordinaire. Les recommandations formulées par l'ACPP à l'égard du RCA étaient toutes fondées sur un ratio de capitaux propres réputés de 40 %.

Tenaska était d'avis qu'un ratio de capitaux propres réputés de 40 % était approprié puisqu'il tiendrait compte de toute augmentation du risque fondamental auquel le réseau principal pouvait désormais être exposé depuis quelques années, soit depuis le moment où l'Office s'est pour la

dernière fois penché sur la structure du capital. Tenaska a par ailleurs mentionné que la mesure de l'augmentation du risque fondamental est une tâche ardue, et elle a fait remarque que, pour la plupart, les intervenants acceptaient un ratio de capitaux propres de 40 % pour le réseau principal.

Opinion de l'Office

Façon d'accorder le rendement autorisé et ajustement du coût de la dette

Pour les années visées par la demande de TransCanada ainsi que dans un avenir prévisible, il existe un écart de taille entre le coût structurel de la dette du réseau principal et le coût de la dette sur le marché, le premier étant considérablement plus élevé que le second. Par conséquent, les circonstances sont différentes de celles qui prévalaient quand l'Office a rendu la décision RH-1-2008, et nous jugeons, en l'espèce, que le rendement autorisé de la base tarifaire rend compte du coût structurel de la dette.

Si le rendement autorisé est accordé par composante (c'est-à-dire RCA et structure du capital réputé), aucun ajustement précis n'est requis pour tenir compte des coûts d'endettement. Cette démarche intègre le coût structurel de la dette dans les droits`, et, à notre avis, faire autrement serait injuste pour les services publics, qui assumeraient le risque lié aux coûts d'endettement sans pouvoir choisir la structure de leur capital. Si le rendement autorisé est accordé globalement (soit au moyen d'un CMPCAI sans définir de structure du capital), l'ajustement pour les coûts d'endettement nécessiterait de la part de l'organisme de réglementation qu'il tienne compte de la dette structurelle des services publics par la voie d'une structure du capital réputé ou d'un autre mécanisme. À cet égard, nous croyons que l'ajustement pour les coûts d'endettement aurait une incidence directe sur les droits, de telle manière que si le rendement est accordé globalement avec un ajustement de ce type, le rendement global peut éventuellement varier et influer sur les besoins en produits. Les besoins en produits et les droits en résultant dépendront de la structure du capital choisie par les services publics.

Nous jugeons que lorsqu'un ajustement pour les coûts d'endettement est requis afin d'assurer un rendement équitable et une possibilité raisonnable de recouvrement des coûts structurels de la dette par les services publics, il est plus approprié pour l'organisme de réglementation de conserver un certain droit de regard sur la structure du capital de ces services publics. Dans la présente décision, nous y parvenons en définissant une structure du capital et en accordant le rendement autorisé par composante. Cela ne réduit en rien l'utilité du CMPCAI pour estimer le coût du capital, sous réserve des restrictions décrites à la section 9.4.

Au cours de cette instance, TransCanada a démontré un intérêt à assumer un risque pour les futurs coûts d'endettement si le rendement autorisé était accordé globalement. Nous croyons qu'à l'intérieur d'un tel système, les actionnaires assumeraient un plus grand risque, augmentant ainsi le coût du capital. Nous croyons aussi que le fait de modifier la pratique historique voulant que les sociétés réglementées puissent recouvrer le coût structurel de leur dette modifierait la répartition des risques et récompenses actuellement acceptée par le marché. Cela pourrait faire diverger les intérêts du pipeline et ceux des

expéditeurs, augmenter le risque global du réseau et influer sur la stabilité des droits à long terme. Après avoir tenu compte du plus grand risque commercial auquel est confronté le réseau principal et du rendement autorisé plus élevé que cette situation exige, nous n'avons pas été persuadés que l'imposition d'un risque de taux d'intérêt sur le réseau était une mesure appropriée pour le moment.

Structure du capital réputé

Nous constatons qu'aucune des parties n'a mis en doute la structure du capital réputé servant au calcul de l'ajustement du coût de la dette proposé par TransCanada. Compte tenu de l'élévation du risque commercial depuis l'instance RH-2-2004 phase II, alors que l'Office avait autorisé un ratio des capitaux propres de 36 %, nous considérons raisonnable dans les circonstances actuelles de porter ce pourcentage à 40 % dans la structure du capital, à utiliser conjointement avec un RCA approprié afin de calculer le rendement de la base tarifaire.

Rendement autorisé

Après évaluation de la preuve présentée dans les sections qui précèdent, nous avons déterminé que le rendement équitable global pour le réseau principal à inclure dans les besoins en produits pour 2012 jusqu'à 2017, ou la dernière année des droits fixes pluriannuels traités plus en détail au chapitre 12, est un RCA de 11,5 % en fonction d'un ratio des capitaux propres de 40 % allié au coût structurel de la dette du réseau. Cette conclusion est fondée sur un certain nombre de constatations, expliquées ci-dessous.

Nous n'avons pas pondéré les diverses considérations prises en compte pour déterminer le rendement équitable. La détermination du rendement équitable dans le contexte de services publics réglementés exige de faire preuve de jugement en se fondant sur la preuve présentée, notamment le volumineux dossier sur les méthodes d'évaluation du risque commercial, de définition des sociétés comparables et d'estimation du coût du capital.

Le risque commercial fondamental auquel le réseau principal est confronté a augmenté depuis sa dernière évaluation par l'Office dans l'instance RH-2-2004 phase II. Nous croyons que cet accroissement est le résultat du relèvement du risque de concurrence, lui-même seulement en partie neutralisé par le recul du risque d'approvisionnement. En raison du plus fort risque commercial fondamental, l'Office a accordé davantage de poids à l'échantillon des oléoducs et à l'échantillon des gazoducs. Nous avons aussi tenu compte de l'échantillon des services publics canadiens puisque le réseau principal mène ses activités au Canada. Aussi, tel qu'il est décrit dans les sections qui précèdent, nous avons tenu compte des estimations du coût des capitaux propres avancées par MM. Vilbert et Booth au moyen du MÉAF et du modèle des FMA, ainsi que de celles découlant du CMPCAI. Ces méthodes comportent toutes des avantages et des inconvénients, et le fait de les utiliser conjointement nous permet d'obtenir l'image la plus complète possible du coût du capital du réseau principal.

L'étude des différents risques associés à la proposition de l'ACPP comparativement à la proposition de restructuration nous a donné un point de départ pour l'évaluation des incidences que la première de ces propositions aurait sur le profil de risque du réseau principal. En raison de l'adoption de droits fixes pluriannuels, nous avons rehaussé le rendement autorisé pour tenir compte d'un plus grand risque de variabilité, avec notamment des variations plus importantes des flux de trésorerie. Nous avons pris en compte le fait que les prévisions du débit sont généralement moins certaines plus elles sont éloignées dans le temps. Nous avons aussi tenu compte du fait que le RCA autorisé sera fixe pendant les années au cours desquelles le régime des droits fixes pluriannuels sera en vigueur et que les taux d'intérêt pourraient augmenter durant cette période. Le rendement autorisé du réseau principal fait fi du mécanisme incitatif tel qu'il est décrit à la section 12.3 puisque nous sommes d'avis que tout avantage tiré d'un tel mécanisme ne devrait pas être compté dans le rendement autorisé pour le réseau principal.

En nous fondant sur l'évaluation du risque dans la proposition de l'ACPP, nous jugeons que l'augmentation du rendement recommandée par celle-ci aurait été insuffisante pour compenser de façon appropriée les investisseurs compte tenu des risques supplémentaires découlant de la proposition.

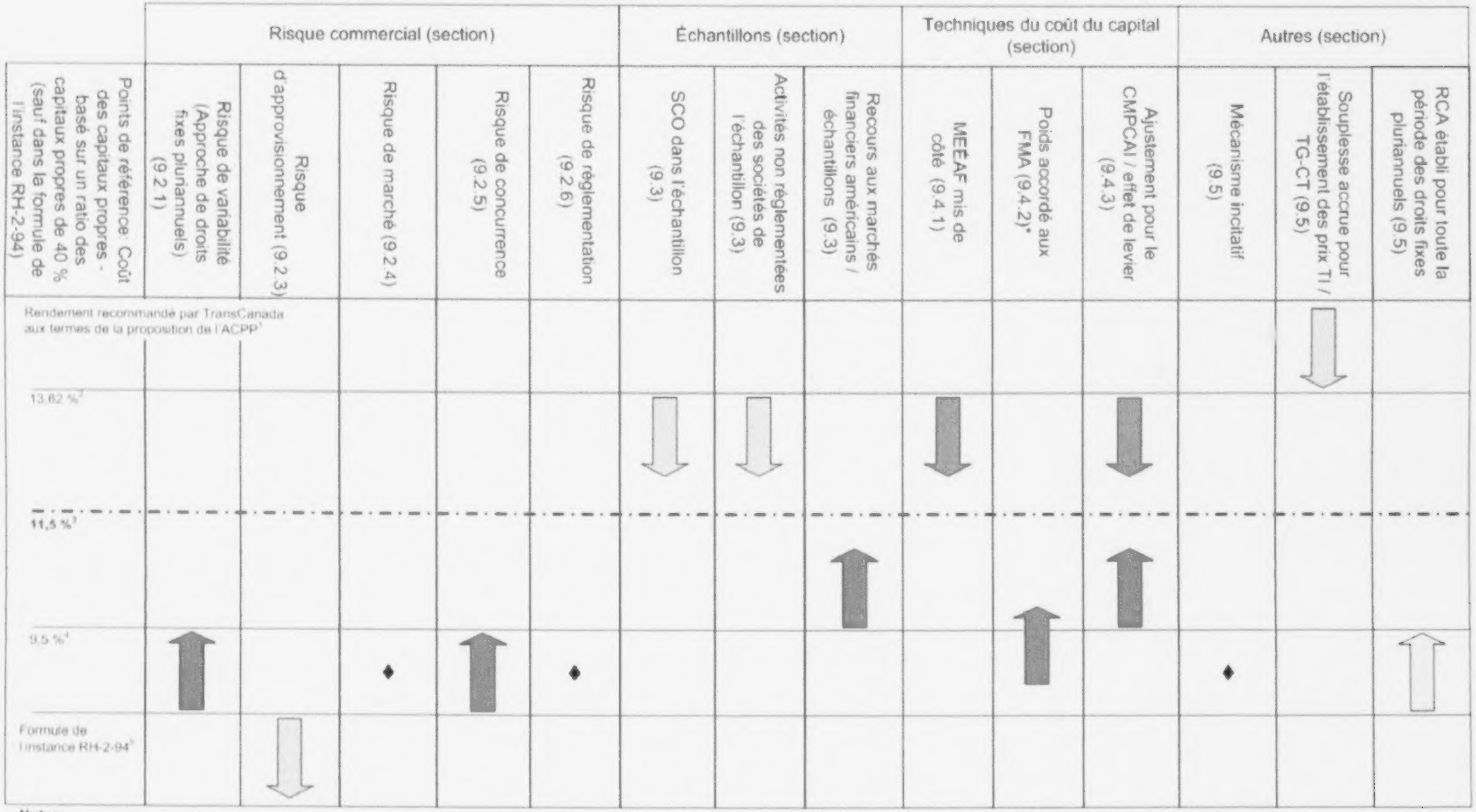
À notre avis, un RCA de 11,5 % avec ratio des capitaux propres de 40 % et tenant compte du coût structurel de la dette du réseau principal répondra à l'exigence d'investissement comparable prévue dans la norme de rendement équitable, car ce rendement autorisé est comparable à celui obtenu par des sociétés présentant un risque semblable. Nous croyons que d'après les débits prévus par TransCanada, le réseau principal sera en mesure de conserver son intégrité financière et de continuer à attirer des capitaux selon des modalités et des conditions raisonnables au cours de la période visée par les droits fixes. Avec le relèvement du risque de variabilité inhérent à l'approche de droits fixes pluriannuels du fait que les flux de trésorerie dépendent davantage de l'exactitude des prévisions du débit de TransCanada, un rendement autorisé plus élevé compensera cette dernière de façon adéquate. Nous sommes d'avis que TransCanada a la capacité de mettre à profit la souplesse accrue découlant de la présente décision pour faire face à la concurrence, maximiser ses produits nets et atténuer le risque. Cependant, si les débits attendus par TransCanada ne se concrétisent pas et sont beaucoup plus faibles que dans le scénario 1, la démarche des droits fixes pluriannuels procure les portes de sortie voulues pour atténuer de tels risques.

Voir la figure 9-5 pour une illustration des principaux facteurs qui ont pesé dans notre décision quant au RCA du réseau principal.

Décision

Nous jugeons qu'un RCA de 11,5 % avec ratio des capitaux propres de 40 % et tenant compte du coût structurel de la dette du réseau principal constitue un rendement équitable.

Figure 9-5
Illustration des facteurs qui ont influé sur le RCA autorisé pour le réseau principal



Notes:

1. TransCanada n'a pas recommandé un taux de rendement précis pour la proposition de l'ACPP, mais elle a fait remarquer que le rendement requis serait plus élevé que le rendement équitable sous le régime du statu quo (voir section 9.5) (non à l'échelle)
2. Taux de rendement recommandé par TransCanada si le scénario du statu quo est maintenu (implicitement fondé sur un CMPCAI de 7,625 % en fonction d'une teneur de 40 % en capitaux propres, et il est question des hypothèses avancées au sujet du CMPCAI à la section 9.4.3)
3. RCA établi par l'Office (voir section 9.5)
4. RCA recommandé par l'ACPP dans sa proposition (voir section 9.5)
5. Formule de l'instance RH-2-94 (à teneur de 36 % en capitaux propres – comme pour l'instance RH-2-2004, phase II) (non à l'échelle)

*Selon les estimations directes du MÉAF de M. Vilbert (scénario 1 et scénario 2) pour l'échantillon des pipelines, avec ajustements à la hausse afin de tenir compte des résultats obtenus avec le modèle des FMA pour les autres échantillons (voir section 9.4.1)

Légende: La taille des flèches n'indique pas le degré d'importance accordé au facteur visé dans la décision de l'Office. Leur position simule un mouvement à partir d'un point d'origine. (non à l'échelle)

Chapitre 10

Besoins en produits du réseau principal en 2011

Le 9 septembre 2011, l'Office a délivré une lettre décision relativement à la demande de TransCanada visant l'approbation des droits définitifs de 2011 du réseau principal. L'Office a décidé que le règlement 2007-2011 sur le réseau principal servirait de cadre pour déterminer les besoins en produits de 2011.

L'Office a indiqué qu'il ne reviendrait pas sur certains coûts ou paramètres de coûts du réseau principal en 2011 qui sont prédéterminés dans le règlement, dont les frais d'EE et A, l'enveloppe des mesures incitatives liées au rendement, les taux d'amortissement et l'approche de l'amortissement par segment, le taux de rendement du capital-actions ordinaire, la structure du capital et l'emploi du coût moyen pondéré de la dette, ainsi que le traitement des débentures subordonnées de rang inférieur à 8,25 %.

L'Office a souligné, toutefois, qu'il avait besoin d'un dossier de preuve plus étoffé pour se prononcer sur certains éléments « répercutables » des besoins en produits du réseau principal en 2011, notamment si les arrangements de TPT de TransCanada demeurent prudents et quel est le montant de la base tarifaire « utilisée et utile ». L'Office a prié TransCanada de déposer une preuve complémentaire sur ces aspects dans le cadre de l'instance. Cette requête est devenue la question n° 9 dans la liste des questions à l'étude[68].

L'Office a aussi indiqué qu'une fois déterminés les besoins en produits définitifs du réseau principal pour 2011, tout surplus ou manque à gagner de produits découlant des droits définitifs de 2011 serait comptabilisé dans un compte de report, aux fins de règlement en 2012 ou dans des années ultérieures.

En réponse à la directive de l'Office, TransCanada a produit un complément d'information sur les éléments « répercutables » des besoins en produits de 2011. Elle a déclaré que les besoins en produits révisés pour 2011 se chiffrent à 1 897 millions de dollars, soit 13 millions de dollars de plus que ce qu'elle avait indiqué dans sa demande initiale concernant les droits définitifs de 2011. En mars 2012, TransCanada a révisé de nouveau les besoins en produits de 2011, en fonction des coûts réels de 2011. Le montant révisé des besoins en produits s'élève à 1 895 millions de dollars, soit une réduction de 1,1 million de dollars. TransCanada a estimé qu'en faisant la comparaison avec les produits tirés des droits perçus en 2011, on obtient un manque à gagner au titre des produits de 215,3 millions de dollars. TransCanada a comptabilité ce manque à gagner dans le poste Amortissements réglementaires pour l'année d'essai 2012.

En plaidoirie, TransCanada a fait remarquer qu'aucun intervenant n'avait produit de preuve concernant la question n° 9. Aucune preuve n'avait été soumise pour contester les arrangements

[68] La question 9 a trait au caractère approprié des éléments « répercutables » des besoins en produits du réseau principal pour 2011, y compris la question des avoir si les arrangements de transport par des tiers de TransCanada demeurent prudents ainsi que le montant d'une base tarifaire « utilisée et utile ».

de TPT de 2011 ou le montant de la base tarifaire « utilisée et utile » en 2011. TransCanada a donc soutenu la position qu'il n'y avait aucun fondement probatoire pour justifier que l'Office approuve des sommes autres que celles dont elle sollicitait l'approbation.

L'APPrO a confirmé qu'elle n'allait pas se prononcer de nouveau sur la question des coûts répercutables en 2011, affirmant qu'elle préférait se concentrer sur les solutions pour l'avenir, au lieu de revenir sur des décisions passées.

Opinion de l'Office

Nous avons examiné les calculs de TransCanada concernant les besoins en produits de 2011 et constatons qu'aucune des parties ne s'est opposée aux sommes proposées. Conformément à la décision antérieure de l'Office, le manque à gagner au titre des produits découlant des droits définitifs de 2011 devrait être réglé en 2012.

Décision

Nous approuvons le montant proposé des besoins en produits pour 2011 et l'amortissement du manque à gagner de produits découlant des droits définitifs de 2011 dans les besoins en produits pour 2012.

Chapitre 11

Besoins en produits du réseau principal pour 2012 et 2013

La proposition de restructuration de TransCanada prévoit le recouvrement des besoins en produits nets du réseau principal de 1 139,3 millions de dollars et 1 172,3 millions de dollars par le prélèvement de droits en 2012 et 2013, respectivement. Le tableau 11-1 offre une ventilation des diverses composantes des besoins en produits nets.

Tableau 11-1 Besoins en produits du réseau principal proposés pour 2012 et 2013 (en milliers de dollars)

	Année d'essai 2012	**Variation**	**Année d'essai 2013**
Transport par des tiers	169 153	(29 469)	139 684
Coûts d'exploitation des installations de stockage	15 742	396	16 138
Coûts associés à l'intégrité des gazoducs et aux franchises d'assurance	94 601	3 823	98 424
Frais recouvrés pour l'Office	8 398	254	8 652
Rendement	475 796	(2 936)	472 860
Impôts sur le revenu	158 132	33 919	192 051
Amortissement	287 085	6 040	293 125
Coûts liés aux instances réglementaires et aux collaborations	1 810	(1 350)	460
Coûts d'électricité et taxe sur le combustible	28 506	4 583	33 089
Taxes municipales et impôt provincial sur le capital	124 582	4 288	128 870
Amortissements réglementaires	174 405	(174 405)	0
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	174 501	(714)	173 787
Compte d'ajustement à long terme	(98 062)	102 317	4255
Contribution de TransCanada	(25 000)	0	(25 000)
Besoins en produits bruts	**1 589 649**	(53 254)	**1 536 395**
Produits divers			
Produits divers non discrétionnaires	(18 027)	(6 833)	(24 860)
Produits divers discrétionnaires	(432 361)	93 174	(339 187)
Total des produits divers	(450 387)	86 340	(364 047)
Besoins en produits nets	**1 139 262**	33 086	**1 172 348**

Le présent chapitre traite du transport par des tiers, des coûts associés à l'intégrité des gazoducs et aux franchises d'assurance, des comptes de report et de la contribution de TransCanada. Le

rendement, les éléments se rapportant au coût en capital, l'amortissement comptable et le compte d'ajustement à long terme sont abordés dans divers autres chapitres de la présente décision.

11.1 Coûts non contestés

Les parties n'ont formulé aucune objection à l'égard des montants demandés pour 2012 et 2013 au titre des coûts d'exploitation des installations de stockage, des frais recouvrés pour l'Office, des coûts liés aux instances réglementaires et des collaborations, des coûts d'électricité et de la taxe sur le combustible, des taxes municipales et de l'impôt provincial sur le capital, des amortissements réglementaires et des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration.

Décision

Nous approuvons les montants proposés pour 2012 et 2013 au titre des coûts d'exploitation des installations de stockage, des frais recouvrés pour l'Office, des coûts liés aux instances réglementaires et des collaborations, des coûts d'électricité et de la taxe sur le combustible, des taxes municipales et de l'impôt provincial sur le capital, des amortissements réglementaires et des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration.

11.2 Transport par des tiers

TransCanada a signé des contrats de TPT sur les réseaux pipeliniers de GLGT, d'Union et de TQM pour 2011, 2012 et 2013. Suivant la décision de l'Office du 9 septembre 2011 approuvant les droits définitifs du réseau principal pour 2011, les coûts de TPT du réseau principal pour 2011 ont fait l'objet d'un examen dans le cadre de l'instance RH-003-2011. Conformément à la décision RH-4-93 de l'Office, TransCanada n'a pas à obtenir une autorisation préalable de l'Office pour passer des contrats de TPT. L'Office examine plutôt la prudence des coûts de TPT du réseau principal quand TransCanada dépose auprès de lui une demande pour recouvrer les coûts afférents à ces contrats dans les droits qu'elle prélève.

TransCanada a présenté une telle demande pour les coûts de TPT de 2011 et les années d'essai 2012 et 2013, ce qu'indique le tableau 11-2.

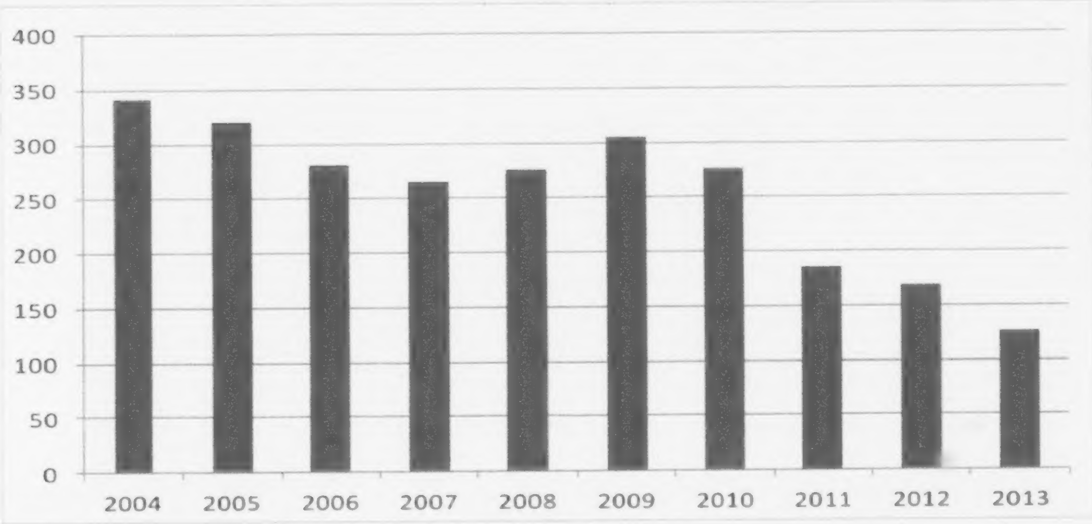
Tableau 11-2 Coûts du TPT comme composante des besoins en produits du réseau principal (en millions de dollars)

Contrat de TPT	2011	2012	2013
GLGT	69,0	58,4	23,9
Union	38,0	30,0	22,5
TQM	78,0	80,0	79,0
Total	**185,0**	**168,4**	**125,4**

Ces sommes représentent les coûts *nets* de TPT prévus par TransCanada. Celle-ci libère (revend) la capacité de TPT qu'elle souscrit, mais dont elle n'a finalement pas besoin. Pour 2012 et 2013, TransCanada a proposé que toutes les sommes ainsi recouvrées soient portées au crédit des besoins en produits du réseau principal, ce qui aurait comme effet de compenser une partie du coût du service de TPT du réseau principal.

TransCanada a produit un tableau des coûts totaux du TPT du réseau principal de 2004 à 2013 qui montre une diminution considérable de ces coûts durant la période visée. TransCanada a soutenu que, de 2010 à 2013, elle a réduit ses coûts totaux de TPT sur les réseaux GLGT, Union et TQM de 148,1 millions de dollars par année.

Figure 11-1 Coûts totaux de TPT du réseau principal de 2004 à 2013



Opinion de TransCanada

TransCanada a affirmé qu'avant de passer un contrat de service sur d'autres pipelines, elle analyse l'ensemble de ses besoins. Elle signe ensuite des contrats de TPT en fonction de ses propres besoins totaux, et non en fonction des besoins d'un expéditeur en particulier, affirmant qu'un expéditeur utilisant le SG peut souscrire de façon indépendante une capacité de transport sur un gazoduc servant au TPT, si cette capacité est disponible.

TransCanada a soutenu ne pas avoir d'approche convenue ou mécaniste pour déterminer quelle capacité exacte de TPT elle doit souscrire. Selon TransCanada, la décision RH-1-2002 de l'Office l'autorise à prendre en considération la demande globale pour l'ensemble de son panier de services, y compris les services discrétionnaires, pour connaître la capacité de transport à reconduire.

TransCanada a passé de nombreux contrats de TPT avec GLGT couvrant les années 2011, 2012 et 2013. Ces contrats autorisent TransCanada à transporter du gaz sur le réseau GLGT et sont renouvelables sur préavis d'un an à GLGT. Il est important de noter que le volume de gaz que

TransCanada est autorisée à transporter et les services de transport fournis varient d'un contrat à l'autre. Selon les contrats de TPT sur le réseau GLGT, le service de livraison dans le sens du courant est compris d'Emerson à St. Clair ou d'Emerson à Sault Ste. Marie, et le service à contre-courant, de St. Clair à Emerson ou de St. Clair à Sault Ste. Marie.

Opinions des intervenants

APPrO

L'APPrO a demandé l'abolition pure et simple ou l'élimination graduelle de tous les contrats de TPT sur le réseau principal et a proposé que les expéditeurs souscrivent directement ce service sur les pipelines en fonction de leurs besoins. Selon l'APPrO, puisque TransCanada a continué d'offrir un service de transport sur des parcours exigeant des contrats de TPT, elle devrait imposer une surcharge aux expéditeurs utilisant ces parcours, de sorte que les coûts associés à de tels contrats soient assumés uniquement par les utilisateurs de ces services de transport. L'APPrO a soutenu que répartir les coûts du TPT sur l'ensemble des expéditeurs revenait à accorder une subvention. À son avis, la surcharge qu'elle préconise sur le TPT réduirait les besoins en produits du réseau principal au titre des droits du SG de 94 millions de dollars.

Union[69]

Service de livraison dans le sens du courant de GLGT

Union a indiqué que la capacité de transport dans le sens du courant souscrite par TransCanada excède la capacité dont elle a besoin pour desservir ses clients qui ont signé des contrats de transport garanti à long terme. Union était d'avis que ces contrats spéculatifs contreviennent aux politiques et pratiques connues de TransCanada. Selon Union, le recours à des contrats de TPT spéculatifs était évident en 2011, 2012 et 2013, comme en fait foi ce qui suit :

1. Pour 2011, a indiqué Union, TransCanada a passé auprès de GLGT des contrats pour une capacité de transport totale dans le sens du courant de 698 727 MBTU/j, alors que ses besoins aux termes des contrats de service garanti étaient de 27 986 MBTU/j. Union a souligné que l'excédent de capacité par rapport à ses besoins de service garanti dans le sens du courant avaient dû être libérés.

2. Pour 2012 et 2013, Union a constaté que, au moment de souscrire une capacité de transport dans le sens du courant de 100 000 Dth/j auprès de GLGT, TransCanada n'avait aucun engagement de SG justifiant ces contrats de TPT. Union a déclaré que TransCanada avait contrevenu à ses propres politiques et pratiques en signant ce contrat de TPT, parce que celui-ci ne visait pas à remplir des obligations contractuelles de SG.

Union a soutenu que c'étaient les expéditeurs qui assumaient les risques associés au recouvrement des coûts du TPT, et que les nouveaux contrats de ce genre devraient viser

[69] La preuve déposée pour les EZM aborde la question des coûts du TPT du réseau principal. Cependant, dans le présent chapitre, nous ne mentionnons qu'Union, parce que de tous les membre des EZM, c'est elle qui a pris la part la plus active sur le sujet.

uniquement à respecter des obligations de SG à long terme, et non à répondre aux besoins de services discrétionnaires.

Service de livraison à contre-courant sur le réseau GLGT

i) Coûts du parcours de livraison à contre-courant non assumés

Union a allégué que le gaz transporté en vertu du contrat de livraison à contre-courant passé avec GLGT ne répartissait pas équitablement les coûts comme le font les autres services garantis utilisant les mêmes installations et le même parcours. Selon elle, cela pose un problème d'opérations entre sociétés affiliées, de préférences indues, de discrimination abusive et des remises sur les droits, le tout en violation de l'article 62 de la Loi sur l'ONÉ.

Union a affirmé que le recours au parcours de livraison à contre-courant n'a permis de recouvrer qu'une fraction des coûts totaux qui seraient engagés si TransCanada acheminait physiquement le gaz sur ce parcours. Union a produit une comparaison des droits et des coûts de combustible pour le parcours Dawn-ZLC, qui démontre que le coût de transport par unité de gaz acheminée directement sur le parcours était de 0,23 $/GJ, alors que le coût des installations était de 1,388 $/GJ pour le parcours de livraison à contre-courant. Union a affirmé que, si TransCanada devait offrir le parcours de livraison à contre-courant à 0,23 $/GJ, Union exigerait le même traitement pour les autres emplacements situés le long de ce parcours.

Selon Union, il y a eu du resquillage pour le transport à contre-courant de certains volumes sur le réseau GLGT et la CNO. Elle a déclaré qu'en vertu du contrat de service de livraison à contre-courant sur le réseau GLGT, on embarquait le gaz sur un parcours de 3 800 km pour l'acheminer sur une distance de 234 km. Union a soutenu que ce nouveau parcours devrait être tarifé comme tout autre parcours et, paraphrasant l'article 62 de la Loi sur l'ONÉ, elle a indiqué que les droits pour les mêmes transports sur le même parcours devraient être exigés au même taux pour toutes les personnes.

ii) Abus du pouvoir de marché

Union a allégué que TransCanada a abusé de son pouvoir de marché en exigeant la signature de contrats de 10 ans pour justifier la construction de nouvelles installations, sans offrir de garantie que ces installations seraient construites. Union a relaté l'offre qu'elle avait déposée dans le cadre de l'appel de soumissions de 2012 du réseau principal, offre qui a été rejetée parce que TransCanada désapprouvait la clause demandée par Union exigeant qu'il y ait une obligation de construire les nouvelles installations en échange de sa signature d'un contrat de 10 ans. Selon Union, si TransCanada continue d'acheminer du gaz en utilisant le parcours de livraison à contre-courant de GLGT, elle devrait divulguer toutes les informations expliquant en quoi ce parcours est plus efficient.

Union a affirmé que TransCanada n'avait pas garanti par contrat la construction de nouvelles installations devant permettre à GLGT de renverser le sens d'écoulement du gaz. Selon Union, ce traitement différent constitue une distinction injuste. Elle a soutenu que TransCanada avait dû construire de nouvelles installations à Dawn et à Emerson pour pouvoir utiliser le parcours de livraison à contre-courant de GLGT. Union a allégué que, quand TransCanada a ajouté la capacité physique de livraison à contre-courant de St. Clair à Emerson, elle n'avait pas exigé la

signature d'un contrat de 10 ans pour garantir la construction de ces installations. Cela, a prétendu Union, était contraire à la politique établie de TransCanada, qui exige un contrat d'une durée minimale de 10 ans avant de construire de nouvelles installations.

En résumé, Union a estimé que TransCanada exerce un pouvoir monopolistique en empêchant les SDL d'avoir accès à de nouvelles sources d'approvisionnement en gaz. Elle a également soutenu que le retard de TransCanada à construire les nouvelles installations l'oblige et oblige Gaz Métro à souscrire le service à grande distance non concurrentiel d'Empress pour s'approvisionner.

<u>Demandes d'Union adressées à l'Office</u>

Union a prétendu que TransCanada ne s'était pas acquittée de son fardeau de prouver que ses contrats de TPT étaient raisonnables et prudents au point de pouvoir recouvrer tous les coûts s'y rattachant. Elle a soutenu que TransCanada ne bénéficiait pas de la présomption de prudence en ce qui a trait aux contrats passés avec GLGT. Elle a aussi déclaré qu'en restant muette sur cette question, TransCanada ne s'était pas acquittée de son fardeau de preuve et, par conséquent, qu'il était inéquitable qu'elle réplique à la plaidoirie d'Union concernant le TPT sur le réseau de GLGT.

Malgré ces affirmations, Union n'a demandé le refus d'aucun coût lié aux contrats passés entre TransCanada et GLGT pour le service de livraison à contre-courant, et elle n'a pas cherché à faire refuser de contrats de TPT précis relatifs aux besoins en produits de TransCanada pour 2011. Le seul refus qu'Union a demandé visait l'année 2013 et le contrat de TPT de TransCanada pour le service de livraison dans le sens du courant de 100 000 Dth/j sur le réseau de GLGT.

Union a soutenu que des mesures préventives devaient être prises pour les futurs contrats de TPT et des mesures correctives pour la période d'essai. En ce qui a trait aux mesures préventives, Union a demandé que les échanges entre TransCanada et GLGT soient totalement transparents et, pour ce faire, que l'Office exige que TransCanada fasse approuver au préalable tous les contrats passés avec GLGT.

Pour ce qui est des mesures correctives, Union a demandé que l'Office rajuste le contrat de TransCanada avec GLGT portant sur le service de livraison dans le sens du courant. Union a mentionné que ce contrat comporte une option de réduction permettant à TransCanada de diminuer les volumes prévus au contrat. Union a demandé que seuls les coûts liés au contrat avec GLGT requis pour remplir les obligations se rattachant aux contrats de service de transport dans le sens du courant à long terme (soit 40 000 GJ/j, prenant fin le 31 mars 2013) soient autorisés. Elle a également demandé que l'Office refuse les coûts afférents au contrat de livraison dans le sens du courant de 100 000 Dth/j après le 31 mars 2013, au motif que TransCanada n'a aucune obligation de service garanti pour justifier la capacité excédentaire souscrite pendant la durée restante du contrat. Selon Union, l'Office devrait refuser ces coûts dans les meilleurs délais au moyen d'une décision avec motifs à suivre.

Ontario

L'Ontario a fait remarquer que TransCanada avait diminué sa capacité souscrite sur les réseaux GLGT et Union et avait réduit ses coûts annuels de TPT de 59 millions de dollars pour le réseau GLGT et de 11 millions de dollars pour le réseau Union. L'Ontario a aussi affirmé qu'il soutenait TransCanada visant à « redimensionner » ses volumes sous contrats de TPT sur les réseaux GLGT et Union, et il l'a encouragé à revoir et à rajuster ses volumes tous les ans.

Réplique de TransCanada

i) Abolition de tous les contrats de TPT et imposition d'une surcharge

TransCanada a affirmé qu'elle ne peut pas annuler ou modifier unilatéralement les contrats de TPT déjà passés. Selon elle, l'abolition des contrats de TPT l'empêcherait de s'acquitter de ses obligations relativement aux services de transport. TransCanada a allégué qu'il serait difficile d'imposer une surcharge pour le gaz acheminé en vertu des contrats de TPT sur les réseaux GLGT et Union. D'après TransCanada, le gaz circulant sur son réseau peut emprunter une multitude de parcours, qui peuvent comprendre ou non des gazoducs d'autres parties. Et, puisqu'elle n'applique pas de codes de couleurs aux molécules voyageant sur son réseau, savoir quel gaz doit être soumis à une surcharge constituerait un défi de taille.

ii) Service de livraison dans le sens du courant sur le réseau GLGT

TransCanada a souligné que, de 2010 à 2013, elle avait réduit de 90 % ses coûts totaux de TPT sur le réseau GLGT, lesquels sont passés de 142,7 millions de dollars en 2010 à 23,9 millions de dollars en 2013.

À son avis, la capacité actuelle de 100 000 Dth/jour souscrite d'Emerson à St. Clair représente une capacité acceptable de TPT à conserver sur le réseau GLGT, car elle lui procure une souplesse opérationnelle supplémentaire. À titre d'exemple, elle lui permet de répondre à ses besoins globaux de transport, en lui donnant notamment la possibilité de fournir aux titulaires de contrats un service d'injection pour le transport assorti de stockage (STS) à Dawn et la capacité de faciliter le transport pour un service discrétionnaire supplémentaire à destination et en provenance de la région de Dawn. Tout cela contribue à maintenir les droits encore plus bas. TransCanada a aussi mentionné comme exemple un nouveau contrat de SG d'un an, du 1er avril 2012 au 31 mars 2013, d'une capacité de 40 000 GJ/j, d'Empress à la ZLSO Union. Le coût de ce contrat s'élevait à 10 millions de dollars, mais il lui a permis de susciter des produits de plus de 27 millions de dollars en se basant sur les droits provisoires courants.

iii) Service de livraison à contre-courant sur le réseau GLGT

TransCanada a affirmé que, grâce au service de livraison à contre-courant sur le réseau GLGT, elle peut satisfaire ses besoins de capacité dans l'Est sans avoir à faire une mise de fonds considérable. Selon une analyse qu'elle a faite, les contrats de service de St. Clair à Emerson s'étaient traduits par des coûts annuels globaux plus faibles que ceux qui auraient résulté de la construction de nouvelles installations. TransCanada a rejeté la prétention qu'elle pourrait réaliser des économies en ne recourant pas au service de livraison à contre-courant. À son avis, cette affirmation ne repose sur aucune donnée opérationnelle ou tarifaire et est une invention

véhiculée par Union pour donner la fausse impression que le TPT sur son réseau est moins coûteux que les arrangements de transport du gaz actuels avec TransCanada.

En général, a-t-elle soutenu, le service de livraison à contre-courant se fait par substitution ou par échange de commandes d'expédition pour le service dans le sens du courant avec d'autres expéditeurs du réseau GLGT, ce qui réduit la distance nette que parcourt le gaz et permet de réaliser des économies de combustible dont bénéficient aussi bien les expéditeurs du réseau GLGT que ceux du réseau principal. TransCanada a souligné qu'Union elle-même, dans sa réponse à une demande de renseignements de TransCanada, avait indiqué que le gaz a circulé physiquement de Dawn au latéral St. Clair de TransCanada à Dawn (TCPL Dawn) seulement trois jours après la prise d'effet du contrat, en novembre 2010.

En réponse à l'analyse d'Union soutenant que le service de livraison à contre-courant sur le réseau GLGT n'était pas efficace, TransCanada a déclaré qu'étant donné l'intégration du réseau principal, elle cherchait d'abord le moyen le plus économique de satisfaire l'ensemble de ses besoins. Après avoir déterminé comment elle peut accroître la capacité du réseau au moindre coût, elle calcule un droit pour le service, en appliquant la même démarche pour tous les services offerts sur le réseau intégré. Les coûts sont incorporés à un coût s'appliquant à l'échelle du réseau, puis affectés au parcours entre les points de réception et de livraison en utilisant la base tarifaire appropriée qui, pour les parcours à courte distante, est la distance la plus courte et non la plus longue sur le parcours de livraison à contre-courant. TransCanada a souligné qu'Union était la seule partie à avoir soulevé la question, parce qu'en utilisant le service de livraison à contre-courant sur le réseau GLGT, TransCanada fait usage de l'infrastructure en place pour offrir un service moins coûteux en Ontario, plutôt que de souscrire plus de service M12 sur le réseau d'Union, qui serait dans l'obligation de dédoubler l'infrastructure de transport de gaz dans cette province.

iv) <u>Abus de marché</u>

TransCanada a affirmé qu'elle n'avait pas exigé la signature de contrats de 10 ans pour le parcours de livraison à contre-courant parce qu'aucun autre expéditeur n'avait demandé de service supplémentaire à partir de Dawn. Le contrat de livraison à contre-courant a été passé pour répondre à ses besoins existants, qui ne pouvaient être satisfaits en échangeant des volumes livrés à cet endroit.

v) <u>Demande de redressement d'Union</u>

TransCanada a soutenu qu'il n'y avait aucune justification pour revenir 20 ans en arrière, avant la décision RH-4-93, et exiger l'approbation préalable des contrats avec GLGT ou de tout autre contrat de TPT. Au contraire, a-t-elle affirmé, elle a besoin, plus que jamais, de latitude dans ses décisions en matière de contrats et de services. En outre, selon elle, ce n'était pas le temps d'ériger des obstacles réglementaires pouvant l'empêcher de capturer des marchés qui pourrait lui échapper si elle devait surmonter de tels obstacles avant de pouvoir saisir des occasions qui se présentent à elle.

En ce qui concerne la demande d'Union de refuser une partie du coût du contrat de 100 000 Dth/j, TransCanada s'est demandé comment l'Office pourrait justifier une décision

établissant que le coût du contrat était prudent quand il a été signé, et que TransCanada pouvait recouvrer le coût jusqu'au 31 mars 2013, puis considérer le coût en question imprudent et le refuser ultérieurement. Selon elle, ce n'est pas de cette façon que les décisions relatives à la prudence sont rendues.

Opinion de l'Office

L'APPrO et Union ont contesté le montant des coûts de TPT compris dans les besoins en produits du réseau principal et la façon dont l'Office approuve les coûts du TPT de celui-ci.

Nous ne partageons pas l'avis de l'APPrO qui soutient que tous les contrats de TPT devraient être abolis ou que les droits devraient comprendre une surcharge. Selon nous, la preuve a démontré que TransCanada a besoin de ces contrats pour remplir ses obligations aux termes de contrats de SG existants, ainsi que pour d'autres besoins de livraison liés des services discrétionnaires. Obliger TransCanada à éliminer tous les arrangements de TPT à ce stade-ci pourrait réduire la souplesse opérationnelle du réseau principal et diminuer les déterminants de facturation de celui-ci. Nous estimons que l'instauration d'une surcharge au droit, en plus d'être difficile à mettre en application, constituerait un obstacle inutile pour le réseau principal. Cela tient au fait que les contrats de TPT sur les réseaux GLGT et Union fournissent des doublements opérationnels au réseau principal et que, dans la pratique, celui-ci peut faire les mêmes expéditions en acheminant le gaz sur des parcours qui comprennent ou non le TPT.

Nous estimons que TransCanada a correctement « redimensionné » sa capacité de transport dans le sens du courant pour le TPT souscrite sur le réseau GLGT pour 2011, 2012 et 2013. En examinant les volumes souscrits, nous avons constaté un décalage entre les conditions de renouvellement des contrats avec GLGT et celles du SG du réseau principal. À notre avis, il faut souligner le fait que TransCanada a réduit ses volumes de livraison dans le sens du courant sur le réseau GLGT d'environ 90 % de 2011 à 2013. Le tableau 11-3 illustre les volumes assujettis à des contrats de TPT de TransCanada sur le réseau de GLGT.

Tableau 11-3 Volumes de TPT sur le réseau GLGT (Dth/j), par parcours

	Service de livraison dans le sens du courant		Service de livraison à contre-courant	
	Emerson à St. Clair	**Emerson à Sault Ste. Marie**	**St. Clair à Emerson**	**St. Clair à Sault Ste. Marie**
Du 1er janvier au 31 octobre 2011	935 965	25 000	313 727	–
Du 1er novembre 2011 au 31 octobre 2012	673 727	25 000	313 727	–
Du 1er novembre 2012 au 31 décembre 2013	100 000	–	160 000 (été) 123 962 (hiver) 313 727	36 038

Pour 2013, un contrat de TPT de service de livraison dans le sens du courant sur le réseau GLGT totalisant 100 000 Dth/j demeure en vigueur. Nous estimons que TransCanada a agi correctement en passant ce contrat avec GLGT. Nous avons tenu compte du fait que TransCanada n'avait aucun engagement de SG qui l'obligeait à passer ce contrat de TPT quand elle a pris la décision de le faire. La preuve montre toutefois qu'elle a pris en considération l'ensemble de ses engagements de livraisons et évalué l'importante de rester raccordée au carrefour Dawn dans sa décision. Cette approche est conforme à la décision RH-1-2002 de l'Office qui notait qu'en plus des engagements fermes, TransCanada avait le droit de tenir compte des demandes de transport pour les services discrétionnaires au moment de prendre des décisions relativement à la capacité souscrite en vertu de contrats de TPT. Par conséquent, nous ne refuserons pas les coûts associés à ce contrat et n'ordonnerons pas à TransCanada de se prévaloir de son option de réduction de capacité, comme le demandait Union.

Nous jugeons acceptables les pratiques de TransCanada en matière de contrats et de tarification pour le service de livraison à contre-courant sur le réseau de GLGT. Nous ne partageons pas le point de vue d'Union selon lequel la méthode de conception des droits de TransCanada pour le parcours de livraison à contre-courant sur le réseau de GLGT est contraire aux articles 62 et 67 de la Loi sur l'ONÉ ou qu'elle devrait être étendue à d'autres points ou d'autres destinations le long du parcours de livraison à contre-courant. La preuve a montré que celui-ci n'a été utilisé physiquement qu'à trois reprises depuis le début. Nous comprenons que la capacité de TPT pour le service de livraison à contre-courant sur le réseau GLGT sert surtout à faire des échanges de gaz avec cette dernière. Ce service est tellement peu utilisé comme parcours physique que d'y assortir une tarification en fonction de la distance la plus longue serait un mépris de la façon dont le

réseau fonctionne. Par ailleurs, nous estimons que l'utilisation que fait TransCanada de ce service est plus efficiente que de construire de nouvelles installations. Le service de livraison à contre-courant sur le réseau GLGT réduit la distance totale que le gaz doit parcourir pour atteindre sa destination, à l'échelle du système. À notre avis, la démarche préconisée par TransCanada, qui consiste à faire usage de l'infrastructure en place pour respecter ses engagements de livraison, doit être saluée. En conséquence, nous ne jugeons pas la tarification de TransCanada pour ce parcours discriminatoire, déraisonnable ou inappropriée.

Nous n'obligerons pas TransCanada à demander une autorisation préalable de l'Office avant de signer des contrats de TPT avec ses sociétés affiliées. Nous partageons l'avis de TransCanada selon lequel, dans le contexte commercial actuel, le réseau principal doit avoir plus de latitude pour réagir à la concurrence croissante. Ce fait est établi au chapitre 8 de la présente décision, qui expose nos motifs à l'égard des propositions de TransCanada sur les services et la tarification. À notre avis, imposer une politique exigeant une autorisation préalable serait contraire à la logique d'accorder plus de souplesse à TransCanada pour relever le défi de la concurrence. L'Office, conformément à sa décision RH-4-93, continuera d'examiner les coûts engagés par TransCanada à la suite de ses décisions en matière de contrats de TPT pour le réseau principal.

Pour ce qui est de l'affirmation d'Union qu'il était inéquitable, sur le plan procédural, que TransCanada fournisse une réplique à sa plaidoirie, nous sommes d'avis qu'il n'était pas déraisonnable qu'elle commente aussi peu les coûts du TPT sur le réseau GLGT dans sa plaidoirie principale, puisque, avant sa propre plaidoirie, Union avait clairement indiqué qu'elle ne remettait pas en question la prudence des coûts du TPT sur le réseau GLGT dans la présente instance.

Nous avons examiné les montants que TransCanada a demandé d'inclure dans ses besoins en produits au titre du TPT pour les années 2011, 2012 et 2013 et nous les approuvons. Nous sommes conscients que TransCanada n'a pas pris de décisions relativement aux montants prévus pour le TPT après le 31 octobre 2013 et que les montants indiqués comme besoins en produits pour le réseau principal du 1^er^ novembre au 31 décembre 2013 sont des données qui peuvent changer.

Décision

Nous approuvons les montants demandés au titre du TPT dans les besoins en produits du réseau principal pour 2011, 2012 et 2013, nous l'avons expliqué ci-dessus.

11.3 Coûts associés à l'intégrité des gazoducs et aux franchises d'assurance

TransCanada a affirmé que son programme d'intégrité des pipelines visait à assurer la sécurité, la fiabilité et la conformité aux exigences réglementaires de son réseau pipelinier. Elle a déclaré qu'elle réalisait une évaluation des risques tous les ans et qu'elle se servait des constatations qui

s'en dégagent pour cerner les menaces éventuelles à l'intégrité et mener des inspections ainsi que pour mettre en place des mesures d'atténuation. Ces résultats lui permettent aussi de faire des prévisions de dépenses en la matière pour les années à venir. Le programme est rajusté tout au long de l'année en fonction des observations faites lors de ses évaluations continues. TransCanada a indiqué que le programme couvrait les frais et les dépenses en immobilisations nécessaires pour assurer l'intégrité physique du réseau pipelinier.

Elle a déclaré que les menaces à l'intégrité des pipelines influent sur le niveau de ses dépenses au titre de l'intégrité des pipelines, mais qu'elle cherche constamment des moyens d'améliorer ses méthodes d'élaboration et de mise en œuvre de son programme. En raison du nombre de contrats et des débits réduits du réseau principal, TransCanada a mené une analyse économique pour savoir s'il était justifié de poursuivre le programme d'intégrité de la canalisation 2 partout en Ontario, compte tenu qu'elle avait isolé ou utilisé à des pressions réduites plusieurs tronçons de cette canalisation. Lors du dépôt de sa demande, TransCanada a déclaré que son analyse révélait que la remise en service complet de la canalisation dégagerait des économies nettes au titre des coûts pour les expéditeurs en raison de la consommation réduite de combustible. Toutefois, à la lumière de son étude du débit révisée, TransCanada a annoncé durant l'instance qu'elle réévaluait ses activités en matière d'intégrité des pipelines dans le Nord de l'Ontario. TransCanada a suspendu tous les travaux liés à l'intégrité planifiés touchant la canalisation 2 dans le Nord de l'Ontario, sauf ceux déjà en cours. Elle a indiqué que cette mesure réduirait d'environ 13 millions de dollars ses frais au titre des coûts associés à l'intégrité pour 2012. TransCanada examinera quels travaux en matière d'intégrité de la canalisation 2, le cas échéant, permettraient de susciter un avantage net pour les expéditeurs d'après les projections actuelles de débit et de prix, et partagera les résultats avec le groupe de travail sur les droits avant de remettre au programme des travaux suspendus. Malgré ce report des travaux, TransCanada a confirmé que son réseau demeurait sûr et que la priorité était accordée à la sécurité. Elle a également déclaré qu'elle continuerait de maintenir l'intégrité du gazoduc et d'assurer la sécurité du public en toutes circonstances sur la CNO.

Opinion de l'Office

La sécurité des pipelines est de prime importance pour l'Office, et il prendra toutes les mesures à sa disposition pour protéger la population canadienne et l'environnement. L'Office exige des sociétés pipelinières qu'elles prévoient, préviennent, gèrent et atténuent les conditions potentiellement dangereuses associées à l'exploitation de leurs pipelines. Il attend d'elles qu'elles investissent dans les ressources nécessaires pour assurer l'exploitation sûre des pipelines, la protection de l'environnement et l'entière conformité à la réglementation en tout temps. L'Office prend acte de l'engagement de TransCanada envers la sécurité du public et attend d'elle qu'elle continue d'investir dans l'intégrité des pipelines pour atteindre d'excellents niveaux de sécurité sur tous les tronçons de son réseau. Si l'Office venait à constater que les actions de TransCanada mettent en péril la sécurité du public, il n'hésiterait pas à lui imposer les mesures correctives qui conviennent.

Compte tenu du débit plus faible et du fait qu'une diminution des sommes prévues pour 2012 relativement aux travaux suspendus sur la canalisation 2 de la CNO n'aurait pas de

répercussions sur la sécurité ou la sûreté du pipeline, nous jugeons que les sommes proposées au titre des coûts liés à l'intégrité des pipelines sont appropriées.

Décision

Nous approuvons le montant proposé pour 2012 au titre des coûts liés à l'intégrité, minoré de 13 millions de dollars pour les travaux suspendus sur la canalisation 2 de la CNO, et approuvons le montant proposé pour 2013.

11.4 Comptes de report

TransCanada a demandé que l'on maintienne ses comptes de report répercutables pour les années d'essai 2012 et 2013. Elle a aussi sollicité la création d'un unique compte de report des produits consolidés pour remplacer ceux approuvés dans le passé pour les produits tirés du service garanti, les produits discrétionnaires, les produits non discrétionnaires, la surcharge au point de réception à Dawn Union et la variation d'ajustement des produits provisoires, en place pour les années 2010 et 2011. TransCanada a expliqué que le recours à un compte unique pour comptabiliser l'écart entre les produits réels et les besoins en produits approuvés simplifierait le calcul du report de produits et les mécanismes s'y rattachant pour le suivi et la déclaration des reports de produits.

TransCanada a proposé d'éliminer les comptes ci-après de ses comptes de report des dépenses : Coûts de réparation et de révision des compresseurs, Surcharge au point de réception Dawn Union et trois comptes de report approuvés antérieurement dans sa demande de règlement 2007-2011 qui ne sont pas requis pour la présente demande (Enveloppe des mesures incitatives liées au rendement, EE et A et Programme de gestion des taux d'intérêt).

Aucun intervenant n'a abordé ces demandes précises de TransCanada. Toutefois, comme cela est expliqué au chapitre 12, l'ACPP a recommandé l'adoption d'une approche pluriannuelle pour l'établissement des droits qui comprend un compte de report avec CASD qui comptabiliserait tous les écarts entre les produits perçus et les besoins en produits. L'ACPP a indiqué que le CASD qu'elle propose remplacerait le CRCT qu'envisageait TransCanada.

Opinion de l'Office

Comme nous l'avons expliqué au chapitre 12, nous avons décidé d'adopter une approche pluriannuelle pour l'établissement des droits et de créer un CASD, dans lequel seront comptabilisés les écarts annuels cumulatifs entre les besoins totaux réels en produits et les coûts annuels totaux (après versements prévus dans la mesure incitative décrite à la section 12.3). Par conséquent, le CASD subsumera en réalité tous les comptes de report existants de TransCanada touchant le réseau principal. TransCanada continuera de déposer des renseignements détaillés sur les coûts et les produits dans ses rapports de surveillance trimestriels, conformément à ce qui est exigé à la rubrique BB du *Guide de dépôt*, et à tenir des comptes détaillés en conformité avec le RNCG. En tenant compte de ces éléments, nous ne voyons pas l'utilité d'exiger de TransCanada qu'elle tienne d'autres comptes de report que le CASD.

Décision

Le seul compte de report exigé de TransCanada sera le CASD, comme il est décrit au chapitre 12.

11.5 Contribution de TransCanada

Dans le cadre du bouquet de propositions faisant partie de sa demande, TransCanada a évoqué la possibilité de verser une contribution volontaire de 25 millions de dollars pour réduire les besoins en produits du réseau principal et cela des années 2012 et 2013. TransCanada a indiqué que cette contribution ne visait pas une catégorie précise de besoins en produits et qu'elle était conditionnelle à l'approbation de la proposition de restructuration. Elle a également déclaré que cette contribution volontaire provient directement de la société et qu'elle vise à atteindre un objectif qui, en plus d'être dans l'intérêt public, est aussi dans le sien.

L'APPrO a proposé que TransCanada verse une contribution de 250 millions de dollars sur cinq ans pour réduire les besoins en produits. Enbridge a déclaré que la contribution de TransCanada serait tout aussi insuffisante qu'inutile.

Tenaska a soutenu que la contribution de TransCanada de 25 millions de dollars pour chacune des années d'essai doit être interprétée comme un aveu de sa part que les besoins en produits visés par la demande sont globalement trop élevés d'un montant équivalant. Elle a ajouté que l'Office devrait accepter cet aveu et soustraire la somme de 25 millions de dollars des besoins en produits, quelle que soit sa décision relativement aux autres éléments de la demande.

L'Ontario reconnaît le caractère conditionnel de la contribution de TransCanada et encourage celle-ci à donner suite à sa proposition.

Dans sa réplique, TransCanada a indiqué que la contribution est volontaire et elle a soutenu que l'Office ne peut pas, comme le propose Tenaska, obliger TransCanada à verser la somme de 25 millions de dollars que la proposition de restructuration soit autorisée ou non.

Opinion de l'Office

La contribution volontaire proposée par TransCanada était conditionnelle à l'approbation de la proposition de restructuration. Nous n'avons pas approuvé tous les éléments contenus dans la proposition de restructuration, et la contribution proposée n'a eu aucune incidence sur les décisions que nous avons rendues dans la présente instance.

Chapitre 12

Droits fixes pluriannuels pour le réseau principal

12.1 Droits proposés et de niveau concurrentiel pour le réseau principal

Droits proposés

Des droits estimés en fonction de divers scénarios ont été proposés par TransCanada et plusieurs intervenants. Les droits longue et courte distance qui suivent ont été présentés par les parties à cette instance. Ils ne sont pas directement comparables entre eux, surtout en raison du fait que les parties se sont fondées sur des hypothèses différentes pour les produire. Par exemples, les EZM les ont calculés dans leurs propositions à partir d'un RCA présumé de 7,76 %, alors que les droits calculés par TransCanada dans sa proposition de restructuration l'on été à partir d'un RCA qui équivaudrait à 12,05 %. D'autres différences portent sur le parcours précis et l'année d'essai choisis, ainsi que sur l'inclusion d'autres frais, au besoin, comme le droit de SG à partir de points de livraison pour le groupe 1 sur le réseau de l'Alberta ou les surcharges de pression de livraison. Par ailleurs, les diverses hypothèses de produits discrétionnaires avancées par les parties ont été à l'origine de bien des échanges.

Compte tenu du fait que la présente décision rejette un certain nombre de composantes de la proposition de restructuration de TransCanada, une description de certains des arguments de TransCanada quant aux incidences sur quelques-uns des aspects individuels de la proposition de restructuration est également présentée ci-après.

Opinion de TransCanada

TransCanada a précisé des droits dans le contexte de sa proposition de restructuration, et d'autres si le statu quo devait être maintenu. Ceux de deux parcours choisis sont illustrés au tableau 12-1.

En plus de préciser ces droits, TransCanada a estimé dans quelle mesure ils varieraient en ajoutant chacune des grandes composantes de sa proposition de restructuration au statu quo, ainsi qu'en les supprimant une à une de sa proposition. De telles modifications n'ont pas pris en compte les variations du débit que pourrait entraîner l'ajout ou le retrait d'une de ces composantes. Par exemple, TransCanada a estimé que si seule la composante du PRA était éliminée, le droit de NIT à Dawn augmenterait de 0,25 $/GJ comparativement au montant de 1,47 $/GJ prévu dans la proposition de restructuration. Autre exemple : TransCanada a estimé qu'en n'éliminant que la proposition d'amortissement de sa proposition de restructuration, ce droit augmenterait de 0,14 $/GJ.[70]

[70] Si l'incidence était mesurée dans le sens inverse, c'est-à-dire si seulement le PRA était ajouté au statu quo, TransCanada a estimé que le droit de NIT à Dawn diminuerait alors de 0,61 $/GJ pour s'établir à 2,74 $/GJ, et si seulement la proposition d'amortissement était greffée au statu quo, le droit dans ce cas diminuerait de 0,23 $/GJ.

TransCanada n'a pas estimé l'incidence globale sur sa proposition de restructuration du retrait en même temps du PRA et de la proposition d'amortissement. L'ajout l'une sur l'autre des incidences individuelles sur les droits ne produit pas une estimation valable de l'incidence globale, car il faut aussi tenir compte de l'effet d'accumulation. Lorsqu'il s'agit d'estimer les incidences du retrait de chacune des composantes individuelles de la proposition de restructuration, la somme des modifications ainsi estimées par TransCanada est de 0,66 $/GJ pour le droit de NIT à Dawn. L'ajout de ce montant au droit prévu de 1,47 $/GJ au titre de la proposition de restructuration donne 2,13 $/GJ, un montant de 0,61 $/GJ inférieur au droit de 2,74 $/GJ prévu si le statu quo était maintenu. Cet écart de 0,61 $/GJ correspond à l'effet d'accumulation[71], lequel capture les interactions entre les différentes composantes de la proposition de restructuration et l'incidence des différences estimatives du débit pour cette proposition comparativement au statu quo.

Tel qu'il est décrit à la section 7.3, TransCanada a aussi estimé que l'incidence isolée du retrait des coûts du TPT sur le réseau de TQM dans la proposition de restructuration serait un accroissement des droits de 2012 pour les services non-TQM se situant approximativement entre 0,01 $/GJ et 0,03 $/GJ (2 % et 15 %). TransCanada n'a pas fourni d'estimation quant à l'incidence tarifaire isolée de la contribution volontaire de 25 millions de dollars qu'elle a proposée pour 2012 et 2013.

Opinions des intervenants

Un certain nombre d'intervenants ont greffé des estimations tarifaires à leurs propositions. Le tableau 12-1 présente quelques-uns des droits alors obtenus.

Tableau 12-1 Droits avancés par TransCanada et des intervenants

Année d'essai	Proposition	Parcours longue distance	Droit (en $/GJ)	Parcours courte distance	Droit (en $/GJ)
2013	**TransCanada** Statu quo	NIT à ZLSO Union	2,74	Dawn à ZLC EGD	0,34
2013	**TransCanada** Proposition de restructuration	NIT à ZLSO Union	1,47	Dawn à ZLC EGD	0,23
2012	**APPrO** MPCD	NIT à ZLC Union	0,75	ZLSO Union à ZLC EGD	0,08
2012	**ACIG** Option 5	FSM à ZLSO Union	0,79	ZLSO Union à ZLC EGD	0,22
2013	**EZM** Solution de rechange	FSM à ZLE	1,24	ZLSO Union à ZLC EGD	0,16
2013	**ACPP** Droits pluriannuels	NIT à 3 000 km d'Empress	1,69	*Non fourni*	*s.o.*

[71] TransCanada a allégué que l'effet d'accumulation était de 0,62 $/GJ, tout en indiquant une possible variation compte tenu de l'arrondissement des montants.

Niveau concurrentiel des droits pour le réseau principal

Opinion de TransCanada

TransCanada a indiqué que depuis le premier examen des droits du réseau principal, le milieu d'exploitation a évolué, parfois rapidement, menant à un marché toujours plus concurrentiel en Amérique du Nord et partout dans le monde. Elle a fait remarquer que l'entrée en service, en 2000, des pipelines Alliance et Vector a été à l'origine de nouveaux parcours concurrentiels pour l'acheminement de volumes importants de gaz du BSOC vers des marchés qui avaient jusque-là de tout temps été desservis par le réseau principal, et que le message dans la décision RH-1-2001 était qu'elle devait devenir plus concurrentielle. TransCanada a fait remarquer que depuis quelques années elle a proposé de nouveaux services, ainsi que des modalités et conditions différentes, visant une utilisation optimale des installations existantes, une réduction des coûts et un ajustement des modalités de service, le tout afin de rendre le réseau principal plus viable et plus concurrentiel. Ces propositions historiques prévoyaient notamment la transformation de gazoducs en oléoducs, la demande d'approbation de la jonction North Bay, celle visant la zone du sud-ouest, et une autre pour l'augmentation des taux d'amortissement. Maintenant, selon TransCanada, des projets d'envergure plus large et de nature plus globale sont requis en raison des conditions qui prévalent sur le marché.

De l'avis de TransCanada, les écarts de base historiquement faibles entre l'Ouest canadien et les marchés de l'Est illustrent bien la concurrence toujours plus forte sur les marchés gaziers nord-américains. TransCanada a mentionné que l'écart de base (indicatif, selon elle, du caractère concurrentiel relatif des droits du réseau principal) entre NIT et Dawn avait diminué, d'un sommet de 1,76 $/GJ en 2005 à 0,84 $/GJ en 2010, ce qui a eu des répercussions économiques négatives sur le transport du gaz du BSOC vers les marchés de l'Est. Elle a ajouté que même si l'écart de base annuel moyen n'a jamais été aussi bas depuis 2004, le droit sur le réseau principal entre NIT et Dawn est plus élevé qu'il ne l'était il y a dix ans. Par conséquent, pris sous forme de pourcentage du droit de NIT à Dawn, cet écart a beaucoup reculé pour s'établir à 34 % au cours du premier semestre de 2011 alors qu'il atteignait 119 % en 2005. Par ailleurs, l'abondance de l'offre gazière a entraîné une réduction de l'ampleur et de la fréquence des « éclatements » des écarts de base, lorsque le prix dans une région s'éloigne considérablement de ceux ailleurs. De ce fait, l'intérêt pour les parties de signer des contrats de SG pour les longs parcours afin de se prémunir contre de tels éclatements est moindre.

Selon TransCanada, des mesures doivent être prises sur-le-champ en rapport avec la viabilité économique à long terme du réseau principal et d'autres infrastructures compte tenu de la nouvelle réalité commerciale. L'incidence sur les droits de la réduction des volumes, de la multiplication des possibilités d'approvisionnement et des modifications des pratiques établies en matière de contrats est immédiate et s'intensifierait à court terme si le statu quo était maintenu.

TransCanada a affirmé que la mise en œuvre de la proposition de restructuration améliorerait la viabilité économique à long terme et le caractère concurrentiel du réseau principal, de ses autres réseaux et du BSOC dans son ensemble. Cette proposition ferait en sorte que les producteurs bénéficieraient d'un BSOC plus concurrentiel, d'une meilleure connectivité avec les marchés ainsi que d'un relèvement des prix NIT et des rentrées nettes. En outre, expéditeurs et négociants profiteraient de l'abaissement des droits sur le réseau principal, qui seraient aussi plus stables.

Pour leur part, les consommateurs tireraient avantage de ce même abaissement, comme de celui des coûts du gaz à Dawn, et d'un accès concurrentiel ininterrompu à l'offre gazière canadienne. De plus, TransCanada a fait valoir que la réduction des droits longue distance sur le réseau principal éloignerait la menace des contournements à partir du Nord-Est des États-Unis, au point de presque la museler.

TransCanada a indiqué que la proposition de restructuration rend plus concurrentiel le gaz du BSOC dans les marchés de l'Est, car elle réduit les droits longue distance à court terme et réduit aussi la volatilité ainsi que l'incertitude appréhendées à l'égard des droits à plus long terme. Elle a ajouté que, dans une large mesure, pour être concurrentiel le réseau devait proposer des droits appropriés. Un caractère plus concurrentiel du réseau principal en raison de la mise en œuvre de la proposition de restructuration pourrait ne pas nécessairement signifier que le gaz acheminé par ce réseau à partir du BSOC l'emportera sur le gaz de la formation de Marcellus en Pennsylvanie ou dans l'État de New York, mais cela permettra au gaz du BSOC de mieux faire concurrence à celui de la formation de Marcellus sur des marchés hors du rayon immédiat de cette formation.

TransCanada a soutenu que le droit longue distance de NIT à Dawn dans le contexte de l'écart de base n'était pas une mesure appropriée de son caractère concurrentiel à long terme. Elle a indiqué que pour évaluer ce caractère concurrentiel, elle a tenu compte du droit qu'elle imposait et de ceux de ses concurrents dans la même zone de marché (analyse à terme nette), de ceux de ses concurrents dans la même zone d'approvisionnement (analyse des rentrées nettes), et enfin de ceux de ses concurrents à partir de la même zone d'approvisionnement jusqu'à la même zone de marché. Les écarts de prix constituent bien sûr un élément clé pour calculer la valeur de la capacité du pipeline, mais il ne faut pas non plus oublier la mesure dans laquelle le marché ou la source d'approvisionnement sont sûrs, le degré d'accès à ce marché et à cette source, ainsi que la qualité du ou des services proposés. TransCanada a laissé entendre que le caractère concurrentiel du réseau principal pouvait être considéré sous l'angle de sa capacité à concurrencer d'autres sources de gaz dans le milieu actuel, et à plus long terme dans l'optique de concurrencer les propositions d'autres contournements substantiels dans l'Est.

TransCanada entrevoit un écart de prix moyen entre NIT et Dawn de 0,71 $/GJ de 2012 à 2017. Même si elle prévoyait qu'en moyenne sur une année les droits précisés dans le cadre de la proposition de restructuration seraient encore supérieurs à l'écart de base prévu de NIT jusqu'à la plupart des marchés de l'Est, TransCanada était d'avis que les coûts de transport sur le réseau principal n'ont pas besoin de toujours être dans le cours pour être à l'origine d'une hausse du débit. Elle a fait remarquer que les parties tiennent compte de nombre de facteurs au moment de décider de conclure ou non un contrat de SG sur le réseau principal, et dans le passé, de nouveaux contrats de transport longue distance sur ce réseau ont été signés même si les coûts du service n'étaient pas nécessairement dans le cours.

En réponse à une demande de renseignements, TransCanada a présenté une comparaison des coûts du gaz livrés à Dawn, soit à partir du BSOC, soit à partir de la formation de Marcellus. Pour le BSOC, la comparaison était pour du gaz livré à Dawn en passant intégralement par le réseau principal et le réseau de l'Alberta, ou intégralement par les pipelines Alliance et Vector. Dans le cas de la formation de Marcellus, les coûts de livraison ont été comparés pour divers trajets jusqu'à Dawn.

Tableau 12-2 Comparaison des coûts de livraison du gaz en 2013 jusqu'à Dawn à partir du BSOC et de la formation de Marcellus (en $/GJ)

	Proposition de restructuration	Statu quo
BSOC – Réseau de l'Alberta/réseau principal jusqu'à Dawn	4,71	5,89
BSOC – Alliance/Vector jusqu'à Dawn	4,54	4,50
Formation de Marcellus jusqu'à Dawn	De 4,09 à 4,29	De 4,21 à 4,41

M. Carpenter, témoin expert de TransCanada, a allégué que si la proposition de restructuration n'était pas mise en œuvre, le réseau principal pourrait éventuellement se retrouver dans l'incapacité de recouvrer l'intégralité de son coût du service. Cela est dû au fait que s'il devait augmenter ses droits, le débit régresserait davantage car le réseau ne serait plus concurrentiel par rapport aux possibilités de transport en place ou pouvant être mises en place à l'avenir.

APPrO

L'APPrO a allégué qu'une infrastructure de transport de gaz naturel saine et concurrentielle est dans l'intérêt public du Canada. Elle était d'avis que la MPCD qu'elle propose permettrait mieux à TransCanada de soutenir la concurrence face aux solutions de rechange qui existent pour le transport.

L'APPrO a indiqué qu'un objectif fondamental de cette instance était de rehausser le caractère concurrentiel du gaz naturel produit dans le BSOC sur les marchés nord-américains. Elle a comparé les rentrées nettes des producteurs du BSOC utilisant le réseau principal si le statu quo devait être maintenu, si la proposition de restructuration devait être mise en œuvre et si sa MPCD devait être adoptée, avec celles dérivant du recours à des pipelines concurrents ou de l'acceptation du prix à la sortie d'usine en Alberta. Cette comparaison a été faite à partir de l'information sur les droits disponible avant la présentation par TransCanada de l'étude du débit mise à jour en juin 2012. L'APPrO a conclu qu'au contraire de ce qui est le cas avec les scénarios de la proposition de restructuration et du maintien du statu quo, la MPCD permettrait au réseau principal d'exiger un droit dans le cours jusqu'à Dawn. Elle était d'avis que même dans un tel cas, ce droit demeure substantiel dans le contexte de la valeur retirée par les producteurs gaziers et ne peut garantir que le réseau principal demeurera viable.

Selon l'APPrO, l'écart de base commercial d'Empress à ZLC EGD est une composante importante de l'évaluation du caractère concurrentiel du réseau principal puisqu'il procure de l'information de nature commerciale quant à la probable rentabilité des expéditions longue distance. L'APPrO a fait remarquer que si les droits entre NIT et Dawn devaient se rapprocher de l'écart de base entre ces points d'établissement des prix, cela permettrait au réseau principal d'être économiquement viable. Elle a avancé que les droits du réseau principal n'ont pas nécessairement besoin d'être dans le cours à court terme pour que des clients non captifs soient

prêts à s'engager envers le réseau. Il se peut que ces clients aient d'autres raisons d'expédier du gaz hors de l'Alberta au-delà du rendement obtenu pour ce faire. Il pourrait notamment s'agir d'engagements à tenir, sans égard au fait qu'il serait moins coûteux de vendre le gaz en Alberta. L'APPrO a affirmé qu'à longue échéance, les droits du réseau principal devront être suffisamment bas pour qu'un client tire davantage de rentrées nettes en ayant recours au réseau principal plutôt qu'en ne l'utilisant pas. Si, à moyen et à court terme, les droits du réseau principal sont constamment supérieurs aux prix pratiqués sur le marché, les nouveaux projets d'infrastructure fleuriront sans qu'augmente de façon appréciable la demande de SG longue distance.

L'APPrO a modifié sa MPCD quant au droit de NIT à Dawn en tenant compte de l'étude du débit de TransCanada mise à jour en juin 2012. Elle a comparé le nouveau droit de 0,7488 $/GJ ainsi obtenu à l'écart de prix réel entre Dawn et NIT de juillet 2011 à juillet 2012, lequel, en tenant compte de la valeur des LGN, varie entre 0,6730 $/GJ et 1,2770 $/GJ, sa moyenne s'établissant à 1,010 $/GJ. En se fondant sur cette comparaison, l'APPrO a conclut que le droit qu'elle propose aurait permis de relier le BSOC aux marchés de l'Est pendant la période visée. Elle a indiqué qu'à l'inverse, le réseau principal serait loin d'être concurrentiel avec le droit révisé de 1,55 $/GJ de NIT à Dawn au titre de la proposition de restructuration.

ACPP

Selon l'ACPP, la proposition de restructuration ne permettrait pas au réseau principal de reprendre son ancien rôle et d'assurer le lien entre les marchés de l'Est et les sources d'approvisionnement de l'Ouest canadien au moyen de contrats à long terme puisque les droits longue distance seraient encore à des niveaux trop élevés. En outre, elle a indiqué que les nouvelles sources d'approvisionnement à plus faible coût ont entraîné une diminution des écarts entre le NIT et d'autres carrefours commerciaux de l'Amérique du Nord. L'ACPP a soutenu qu'il serait difficile de concevoir un scénario plausible à long terme où les producteurs du BSOC seraient en mesure de tirer avantage d'une diminution des droits sur le réseau principal à l'origine d'une augmentation importante de leurs rentrées nettes alors que les écarts sur le continent continuent de s'amenuiser. Elle a allégué qu'une analyse des coûts à la livraison est importante pour évaluer le caractère concurrentiel relatif de l'offre provenant du BSOC qui est transportée sur le réseau principal par rapport à celle qui provient d'autres sources et qui est transportée sur d'autres pipelines. En se fondant sur l'analyse à terme nette de TransCanada pour 2012, l'ACPP a indiqué qu'au titre de la proposition de restructuration, le coût à la livraison à Dawn du gaz provenant du BSOC serait encore supérieur à celui provenant de la formation de Marcellus. Selon elle, il est probable que le réseau principal demeure le pipeline qui servira à répondre à la demande une fois épuisées les autres possibilités à plus faible coût.

Aux termes de sa proposition de droits fixes pluriannuels, l'ACPP a recommandé de fixer les droits à des niveaux jugés concurrentiels par TransCanada, avec ajustements requis pour se conformer aux décisions de l'Office à l'égard de diverses parties de la demande. Elle a fait remarquer qu'aux niveaux prévus pour les droits dans la proposition de restructuration, TransCanada juge que les volumes transportés pourront se rétablir. L'ACPP a indiqué que l'Office ne pourrait fixer un droit à un niveau auquel le débit s'éroderait, ce qui serait à l'origine d'une spirale tarifaire encore plus tangible.

Selon l'ACPP, une diminution des droits n'entraîne pas toujours nécessairement une amélioration des rentrées nettes pour les producteurs, car cet objectif n'est atteint que si les droits sont concurrentiels et dans le cours. Elle a aussi allégué que la réduction d'un droit supérieur à ceux du marché pour l'établir à un niveau auquel il demeure supérieur aux autres ne ferait aucune différence.

ACIG

L'ACIG a soutenu que les droits de la proposition de restructuration ne seraient pas concurrentiels et seraient intenables sur nombre de parcours, surtout du fait qu'ils sont fondés sur des coûts associés à des installations sous-utilisées qui ne sont plus requises. Elle a indiqué que ces droits obligeraient probablement les clients de TransCanada, dans l'Est comme dans l'Ouest, à rechercher de nouveaux marchés et de nouvelles sources d'approvisionnement ainsi que des parcours contournant le réseau principal. Plus précisément, même si dans leur ensemble les droits en question sont plus concurrentiels, ceux pour le transport longue distance demeurent de loin supérieurs à la valeur commerciale d'un tel service, de telle manière que les expéditeurs continueraient à faire en sorte d'y avoir moins recours. L'ACIG abonde dans le sens de TransCanada et de son argument à l'effet que les nouvelles sources d'approvisionnement et infrastructures de transport en Amérique du Nord ont résulté en une réduction des écarts de base entre les principaux points de commerce. Elle a laissé entendre que cela signifie que la valeur commerciale de la capacité pipelinière entre de tels points est moindre.

Par ailleurs, l'ACIG a avancé que les clients énergivores du secteur industriel empruntant le réseau principal sont beaucoup moins concurrentiels compte tenu des droits de TransCanada qui ne le sont pas non plus. Ils assument ainsi un coût que leurs concurrents ailleurs en Amérique du Nord n'ont pas à assumer.

ANE

ANE a allégué qu'il était essentiel pour TransCanada de pouvoir générer des produits discrétionnaires afin d'aider au maintien de droits concurrentiels pour le SG et d'inciter à la signature de contrats à plus long terme. Elle a aussi suggéré que le gaz de la formation de Marcellus entrant sur le réseau principal en Ontario donne de la vigueur au triangle de l'Est, et elle a mis en garde contre le déplacement de trop nombreux coûts associés aux droits longue distance vers les droits courte distance, ce qui pourrait être malsain pour ce triangle. ANE a souligné que l'envoi des signaux appropriés pourrait permettre au gaz de la formation de Marcellus d'emprunter le réseau de TransCanada pour atteindre les marchés d'accès restreint de la Nouvelle-Angleterre.

ANE a soutenu que la fiabilité et la diversité de l'offre comptent parmi les facteurs les plus importants pour les SDL au moment de constituer leur portefeuille d'approvisionnement. Elle a aussi fait remarquer que si les droits du réseau principal pouvaient être réduits, alors ce réseau continuerait de jouer un rôle de choix pour ANE pendant encore bien longtemps.

Apache, Enerplus et Husky

Apache, Enerplus et Husky ont argué que les droits du réseau principal ne seront pas dans le cours et que ce réseau continuera d'être un pipeline complémentaire, que la proposition de restructuration soit approuvée ou non. Selon elles, il appartient à TransCanada d'attirer de nouveaux volumes sur le réseau principal, et le fait de lui permettre de prendre un plus grand risque, tout en lui confiant les outils pour le gérer, lui permettra d'y parvenir.

Cenovus/Encana

Cenovus/Encana a avancé que la preuve déposée montrait bien que même avec la mise en œuvre de la proposition de restructuration, le prix pour les parcours à partir du BSOC jusqu'aux marchés de l'Est sur le réseau principal continuerait d'être supérieur à ceux pratiqués ailleurs car le droit exigé serait plus élevé que l'écart de base, ce qui fait que le gaz ainsi transporté sur ce réseau continuerait de présenter les coûts les plus élevés à la livraison. Elle a attiré l'attention sur la réponse de TransCanada à la demande de renseignements, résumée au tableau 12-2, qui montrait par exemple qu'en 2013, le coût à la livraison à Dawn du gaz du BSOC serait de 4,71 $/GJ en empruntant le réseau principal, en tenant compte des droits prévus dans la proposition de restructuration, alors qu'il serait de 4,54 $/GJ en passant par les pipelines Alliance et Vector. Toujours en 2013, le coût à la livraison à Dawn du gaz de la formation de Marcellus serait encore plus bas, soit (dans le cadre de la proposition de restructuration) de 4,09 $/GJ à 4,29 $/GJ selon le parcours. Cenovus/Encana a argué qu'il est, pour cette raison, très improbable que les expéditeurs concluent des ententes de SG longue distance sur le réseau principal, même en cas de mise en œuvre de la proposition de restructuration.

Cenovus/Encana a ajouté que la vocation commerciale du réseau principal a changé, de telle manière qu'à l'avenir les services de transport longue distance sur ce réseau seront de nature discrétionnaire. Par conséquent, TransCanada devrait se concentrer sur l'accroissement de ses produits au moyen des flux discrétionnaires à partir du BSOC pour rendre le réseau principal plus concurrentiel.

Centra

Centra a soutenu que les droits prévus dans la proposition de restructuration demeureront non concurrentiels et que dans de telles circonstances, malgré leur réduction, ils n'attireront pas de nouveaux volumes. De plus, l'incertitude en rapport avec le débit et les droits du réseau principal après 2013 pourrait éventuellement hâter le départ de certains expéditeurs.

EZM

Les EZM ont allégué que les récentes augmentations des droits du réseau principal ont rendu celui-ci moins concurrentiel et ont favorisé un recul plus rapide du débit. Selon eux, le maintien du statu quo par TransCanada ferait augmenter les droits jusqu'à des niveaux que les expéditeurs ne pourraient plus se soumettre. Le problème sous-jacent est que la structure tarifaire du réseau principal n'est pas concurrentielle sur le marché gazier nord-américain d'aujourd'hui. Les EZM ont souligné l'importance d'un réseau principal concurrentiel à long terme, suggérant que les

coûts à court terme devaient être réduits sans augmenter ceux à venir. Ils ont mentionné que leur proposition assurerait l'élimination graduelle des coûts de capacité excédentaire, ce qui, à leur avis, ferait retrouver leur caractère concurrentiel aux droits du réseau principal.

Les EZM ont indiqué que puisqu'il est prévu que le transport courte distance continuera de gagner du terrain sur le réseau principal, il importe de maintenir concurrentiels les droits associés à ce type de transport pour y attirer des déterminants de facturation. Le réseau principal constitue actuellement une méthode efficace d'acheminer du gaz de la formation de Marcellus jusqu'à des points de stockage et à partir de tels points en vue de sa livraison à des clients de l'Ontario et du Québec. Selon les EZM, il y a une très belle occasion à saisir pour la réexportation jusqu'aux marchés de la Nouvelle-Angleterre et du Nord-Est des États-Unis du gaz moins cher des formations de Marcellus et d'Utica en passant par l'Ontario. Cependant, ces marchés sont très concurrentiels et les services proposés du côté Est du réseau principal sont sensibles aux prix. Les EZM ont avancé que si les signaux de prix laissaient supposer des coûts prohibitifs, il est probable que des projets de contournement du réseau principal seront mis en chantier. Ils ont ajouté que les droits du réseau principal ne devraient pas être établis en visant l'objectif de favoriser les approvisionnements à partir du BSOC. Dans le contexte de l'offre gazière, les nouvelles technologies sont annonciatrices de gaz à prix concurrentiel pour les consommateurs, et l'Office ne devrait pas à cet égard refuser au triangle de l'Est les avantages d'un marché concurrentiel.

Les EZM étaient d'avis que la proposition de restructuration ne serait pas à l'origine d'une réduction suffisante des droits pour engendrer un accroissement des débits longue distance. Ils ont présenté, à l'appui, une analyse fondée sur le modèle des marchés gaziers d'ICF International dans lequel ils ont intégré des droits longue distance sur le réseau principal à divers niveaux. Cette analyse donne à penser que les volumes hors Alberta du réseau principal continueraient de régresser avec des droits longue distance se situant à partir d'un niveau de 1,50 $/MMBTU. Une autre analyse semblable a été présentée par les EZM, mais cette fois pour des droits courte distance sur le réseau principal à divers niveaux, à l'appui de leur argument voulant que l'augmentation de tels droits pour permettre de réduire les autres auraient de profondes incidences sur le débit courte distance du réseau et sur les consommateurs de l'Est, sans pour autant beaucoup faire augmenter le débit longue distance. Ils ont enfin présenté une analyse suggérant que même avec les droits prévus dans la proposition de restructuration, le gaz du BSOC acheminé sur de longues distances en empruntant le réseau principal présenterait les coûts les plus élevés à la livraison dans l'Est du Canada et seraient à l'origine des plus faibles rentrées nettes pour les producteurs du BSOC.

Enbridge Gas Distribution Inc. (EGD)

En réponse à une demande de renseignements, EGD a fourni une comparaison des prix du gaz naturel, du mazout de chauffage et de l'électricité pour un client type au tarif 1 d'Enbridge consommant 3 064 m^3 de gaz naturel. Le prix illustré était d'environ 7,72 $/GJ pour le gaz naturel comparativement à quelque 30,00 $/GJ pour le mazout de chauffage et 26,00 $/GJ pour l'électricité.

EGD a souligné que le gaz du BSOC constituerait un élément important de son portefeuille d'approvisionnement pour les quelques prochaines années. Elle a fait valoir qu'il arriverait un temps où ce gaz chercherait des marchés plus lucratifs et ne serait plus de préférence acheminé vers l'Est. À ce moment, les nouvelles sources d'approvisionnement des bassins de l'Est pourraient répondre à l'intégralité de besoins d'EGD.

Gaz Métro

Gaz Métro a soutenu que les taux d'utilisation actuels et désormais prévus pour le réseau principal sont comparables à ceux avancés par TransCanada dans le cadre de l'instance RH-3-2004 et de son scénario de débits en situation de détresse. Elle a souligné qu'à cette occasion, TransCanada avait fait valoir que ce scénario serait à l'origine de droits intenables si élevés que l'abandon du réseau principal par les expéditeurs constituerait un fort risque. Gaz Métro a argué que les volumes prévus dans ce scénario ressemblent aux débits actuellement envisagés et que l'approbation de la proposition de restructuration ne permettrait pas d'éviter la spirale tarifaire.

Talisman

Talisman a avancé que même avec les droits prévus dans la proposition de restructuration, la possibilité que la production du BSOC puisse être concurrentielle sur les marchés de l'Est était très faible. Cette nouvelle réalité rend compte du fait qu'il existe maintenant une importante production gazière beaucoup plus près des marchés. Talisman a souligné que les écarts prévus entre NIT et Dawn étaient de loin inférieurs aux droits dans la proposition de restructuration et que les rentrées nettes des producteurs du BSOC seraient plus élevées s'ils contournaient le réseau principal. Elle a ajouté que même si ces droits devaient rendre le réseau principal plus concurrentiel, celui-ci ne serait toujours pas en mesure de concurrencer les autres possibilités qui s'offrent, tant aux consommateurs qu'aux producteurs. Sur la question de l'exactitude de la modélisation utilisée par TransCanada, Talisman a mis en doute la précision avec laquelle cette dernière avait évalué l'influence, sur les décisions prises par les expéditeurs, de facteurs non économiques comme le désir de diversifier leurs sources d'approvisionnement, la multiplicité des parcours, les objectifs visés selon la durée des contrats et la souplesse des services proposés.

Tenaska

Selon Tenaska, l'industrie en général est préoccupée du caractère concurrentiel du réseau principal et de sa viabilité à long terme dans un marché gazier nord-américain en évolution. Tenaska a fait valoir qu'il était dans l'intérêt des clients du réseau principal que le pipeline soit le plus concurrentiel possible afin de pouvoir attirer des débits et être à l'origine de produits. Elle était d'avis que le réseau principal devait être plus efficace sur ce plan afin d'attirer de nouveaux clients et de ramener vers le bas les coûts unitaires moyens des clients captifs qui en portent le fardeau.

Tenaska a indiqué que le caractère concurrentiel d'un pipeline dépendait en grande partie du niveau des droits imposés. Le réseau principal pourrait devenir plus concurrentiel si les coûts

étaient réduits avec des droits stables et prévisibles ainsi que des services à court terme plus souples et utiles sur le plan commercial.

Tenaska était d'avis que la simple observation des écarts de base ne constituerait pas une assise solide pour la conception de droits concurrentiels. Selon elle, les mécanismes d'établissement des prix aux carrefours gaziers sont complexes, souvent opaques; ils peuvent changer de jour en jour et sont fonction des coûts marginaux. En outre, pour les clients captifs, soit pour la majorité des expéditeurs avec SG actuels sur le réseau principal, la notion de droits concurrentiels a une importance limitée, car, par définition, ces expéditeurs ne disposent d'aucune solution de rechange.

Tenaska a fait valoir qu'au cours des deux dernières années, l'écart sur le marché a été inférieur aux droits sur le réseau principal, tous les jours, pour tous les parcours, sauf pour le transport courte distance entre Dawn et Waddington. Selon elle, cela est dû aux droits plus élevés sur le réseau principal et à l'effondrement général des écarts de base est-ouest compte tenu de l'apparition de nouveaux pipelines américains et d'une mise en valeur croissante des ressources schisteuses dans le Nord-Est des États-Unis. Tenaska ne prévoyait pas que cette situation allait changer dans un avenir prévisible.

Selon Tenaska, une réduction des droits longue distance sur le réseau principal de l'ordre de 0,05 $/GJ, 0,10 $/GJ ou 0,20 $/GJ ne peut être complètement laissée pour compte, mais elle n'aurait aucune incidence sur le caractère concurrentiel global du réseau. Elle était d'avis que la valeur de la capacité sous forme de SG devait être constatée sur une base annuelle, et que les expéditeurs ne concluront des contrats de transport que s'ils croient que les écarts de prix sur le marché le justifient sur un an, en tenant compte de tous les risques pertinents quant à la durée, aux droits et aux produits.

Union

Union a indiqué vouloir des droits concurrentiels courte et longue distance, et elle a argué que la proposition des EZM, en particulier en ce qui a trait à l'interdiction de rendements sur les capitaux propres pour ce qui est de la CNO et à un amortissement plus rapide de celle-ci, solidifierait la position concurrentielle après un certain temps. Union a soutenu que le triangle de l'Est continuerait de prendre de l'importance et d'être largement utilisé, mais ce, uniquement si les droits y demeurent concurrentiels.

Union a indiqué que la diversité était son principal objectif dans le contexte de son portefeuille d'approvisionnement. Elle a ajouté qu'il est probable qu'en partie, ses approvisionnements proviendront toujours du BSOC.

MÉA

Le MÉA a allégué que même si sa préférence allait au maintien de l'accès par le BSOC à ses marchés traditionnels, l'Office devrait permettre le libre fonctionnement du marché et favoriser son évolution naturelle. Par conséquent, si les marchés de l'Est choisissent plutôt de s'approvisionner à partir des bassins du Nord-Est des États-Unis, l'Office ne devrait pas autoriser

des droits allant fondamentalement à l'encontre d'un tel choix. Le MÉA a laissé entendre qu'il sera difficile pour le réseau principal d'être concurrentiel quand il s'agit de transport longue distance, et ce, quel que soit le niveau des droits, sauf dans le cas des périodes d'approvisionnement de pointe en hiver pour les clients captifs.

Ministère de la Colombie-Britannique

Le ministère de la Colombie-Britannique a accordé son appui à une solution à long terme qui assurerait, pour le gaz naturel de l'Ouest canadien, un accès concurrentiel à ses marchés traditionnels.

Ontario

L'Ontario a argué qu'il incombe à l'Office de prendre des mesures afin que le réseau principal demeure viable et puisse continuer de proposer des services à ses clients à des coûts raisonnables. Selon elle, pour que le réseau principal puisse demeurer concurrentiel, ses frais de livraison de gaz naturel doivent être raisonnables dans le contexte des autres choix qui s'offrent sur le marché. L'Ontario a soutenu que les droits de la proposition de restructuration demeureraient supérieurs à ceux imposés par d'autres participants au marché et qu'à 4,97 $/GJ, le gaz du BSOC acheminé sur le réseau principal constituerait l'offre la plus coûteuse à Dawn.

Réplique de TransCanada

De l'avis de TransCanada, le processus d'établissement des droits ne vise pas simplement à s'assurer que ceux-ci soient concurrentiels aux dépens de toute autre considération. Puisqu'il faut faire face à la concurrence, il est souhaitable d'abaisser les droits, mais ils doivent continuer d'offrir une possibilité raisonnable de recouvrer les frais engagés avec prudence.

TransCanada a soutenu que le caractère concurrentiel n'est pas quelque chose d'absolu et il n'est pas possible d'affirmer dans toutes circonstances que le réseau principal est concurrentiel ou qu'il ne l'est pas. Elle a avancé que, pour la plupart, les pipelines en Amérique du Nord exigeaient en moyenne sur l'année des droits supérieurs aux prix pratiqués sur le marché. Ainsi, ils ne seraient pas concurrentiels selon la définition que proposent de ce terme certains intervenants. Selon TransCanada, le caractère concurrentiel est une notion relative. Dans l'ensemble, TransCanada a affirmé que sans égard au fait qu'en moyenne sur l'année le réseau principal constitue la façon la plus coûteuse de livrer du gaz jusqu'aux marchés de l'Est, les parties continuent de signer des contrats de transport compte tenu de la fiabilité des approvisionnements ou du besoin de desservir les clients locaux au moyen d'une capacité garantie. De plus, les jours de pointe, le réseau principal est concurrentiel, et en abaissant ses droits par la voie de la proposition de restructuration, il occuperait une position concurrentielle pendant un nombre de jours encore plus grand.

Opinion de l'Office

Au cours des dernières années, les pressions exercées par la concurrence ont eu d'importantes incidences sur le réseau principal. Ces incidences sont présentées de façon

succincte au chapitre 2 et comprennent notamment de fortes diminutions au niveau des contrats à long terme ainsi qu'aux réceptions de l'Ouest du réseau principal, et des hausses tarifaires substantielles. Pour ces raisons, les pressions en question ont fait en sorte, et c'est d'ailleurs toujours le cas, de faire assumer les coûts des installations sous-utilisées aux expéditeurs restants par la voie de droits plus élevés.

Avec TransCanada, nous convenons que des mesures doivent être prises sans attendre. Nous convenons aussi que l'incidence de volumes réduits sur les droits, les nouvelles possibilités d'approvisionnement et les modifications aux pratiques contractuelles prendraient encore plus d'ampleur si le statu quo devait être maintenu. Cependant, alors que TransCanada soutient que la proposition de restructuration est la voie à suivre, nous avons rejeté certaines de ses composantes les plus importantes dans le contexte de la réduction des droits. Dans ces circonstances, les droits qui découleraient de la mise en œuvre d'une proposition de restructuration n'incluant que les composantes que nous avons approuvées dans la décision seraient considérablement plus élevés que ceux envisagés dans la proposition d'origine.[72]

Raisons de l'importance de droits concurrentiels

Au chapitre 4, nous avons établi que pour évaluer le point auquel le risque fondamental se matérialise compte tenu de la sous-utilisation du réseau principal découlant de la concurrence exercée, il pouvait falloir considérer le caractère concurrentiel de certains droits sur ce réseau. Une telle évaluation est requise pour les zones de marché et d'approvisionnement du réseau principal qui possèdent ou pourraient raisonnablement posséder des solutions de rechange concurrentielles, et ce, pour au moins deux raisons.

En premier lieu, des droits non concurrentiels pourraient mener à une perte de contrats et à une érosion des débits toujours plus marquées, ou encore empêcher de se réapproprier des débits. Cela peut prendre nombre de formes, notamment une plus grande probabilité de construction de nouvelles infrastructures de contournement du réseau principal. À notre avis, de façon générale, il n'est pas efficient du point de vue économique de construire de nouvelles installations pour répondre à des besoins auxquels l'infrastructure existante est en mesure de répondre.

En second lieu, les caractéristiques propres au réseau principal signifient que du caractère non concurrentiel des droits longue distance pourraient dériver d'importants coûts liés aux actifs sous-utilisés sur des marchés relativement restreints desservis par ce réseau qui sont les plus captifs, comme ceux du nord de l'Ontario, ou sur des marchés qui ont maintenant recours au réseau sur une distance relativement faible. Dans une large mesure, le réseau principal a été construit pour acheminer du gaz du BSOC vers les marchés de l'Est du Canada et le Nord-Est des États-Unis. Aujourd'hui, son réseau intégré peut transporter vers les marchés jusqu'à quelque 7,0 Gpi^3/j (198,3 Mm^3/j) de gaz du BSOC.

[72] Se reporter à la note de bas de page n° 76.

Dans le contexte de cette capacité, la canalisation des Prairies et la CNO sont essentiels et constituent environ deux tiers de la valeur non amortie des actifs du réseau principal.[73]

À la lumière de ce qui précède, les droits pour le SG longue distance sur le réseau principal doivent être concurrentiels de façon à être justes et raisonnables. Si des droits concurrentiels pour le SG longue distance ne devaient pas permettre à TransCanada de recouvrer les frais liés au réseau principal, cela signifierait la matérialisation du risque fondamental pour ce réseau.

Signification de transport longue distance « concurrentiel »

Nous convenons que le réseau principal peut être jugé concurrentiel à l'égard du transport du gaz du BSOC vers les marchés de l'Est même s'il ne procure un tel service que dans une mesure plus limitée, notamment en jouant un rôle moins axé sur la charge de base que cela n'a été le cas historiquement. Un rôle plus limité est conforme aux prévisions du débit pour le scénario 1 de TransCanada, et peut aussi se conformer à l'avenir qu'elle envisage, au même titre qu'un certain nombre d'intervenants, voulant qu'une partie importante du transport longue distance sur le réseau principal vise à répondre à la demande de pointe et aux besoins saisonniers. Nous sommes d'accord avec TransCanada lorsqu'elle affirme que le caractère concurrentiel peut prendre diverses formes et qu'il s'agit plutôt d'une palette que d'un point précis.

Afin que le réseau principal soit concurrentiel, il n'est pas essentiel que les droits pour le SG longue distance soient dans le cours en tenant compte des moyennes pour les écarts de base, les rentrées nettes ou les coûts du gaz à la livraison sur des pipelines concurrents.[74] Toutefois, de tels droits doivent se rapprocher suffisamment de cette réalité pour que les expéditeurs y trouvent leur compte. À notre avis, la valeur est fonction des attributs du service proposé sur le réseau principal, ce qui comprend des facteurs comme la fiabilité et la diversité des approvisionnements. Si les droits pour le SG longue distance sont de loin supérieurs à un point de référence établi sur une moyenne annuelle, le réseau principal ne sera alors pas concurrentiel à l'égard du service de transport longue distance, même dans le cadre du rôle plus limité envisagé par des parties à cette instance. Le fait d'envisager sous cet angle le caractère concurrentiel du transport longue distance sur le réseau principal est conforme à la démarche contextuelle utilisée pour juger du risque fondamental présentée au chapitre 4.[75]

---

[73] À la fin de 2011, la canalisation des Prairies comptait pour 30 % de la valeur comptable nette du réseau principal et la CNO pour 37 % de cette valeur.

[74] Un droit précis peut être jugé dans le cours s'il est prévu qu'il sera égal ou inférieur à l'écart annuel moyen entre le prix du gaz aux points ou zones de réception et de livraison correspondants. Un tel jugement est aussi possible si les rentrées nettes annuelles sont égales ou supérieures à celles découlant du recours à des services concurrents, ou si, dans les mêmes circonstances, le coût du gaz à la livraison est égal ou inférieur.

[75] Par souci de clarté, nous faisons remarquer qu'une autre démarche consisterait à juger concurrentiel le réseau principal à l'égard du service de transport longue distance seulement si ses droits soutiennent la comparaison avec les coûts découlant du recours à d'autres pipelines hors BSOC. Pour y parvenir, les droits longue distance devraient régresser de façon substantielle. Comme nous l'avons mentionné au chapitre 4, « l'Office se rend compte qu'il doit exercer un jugement éclairé pour déterminer quel degré de sous-utilisation représente la matérialisation du risque fondamental pour le réseau principal ». À notre avis, cette autre démarche imposerait au réseau principal un risque lié au débit auquel il n'avait jusque-là jamais été exposé. C'est donc dire qu'elle ne serait pas conforme au risque fondamental considéré pour le réseau principal.

Limite supérieure pour des droits concurrentiels sur le réseau principal

Comme nous l'avions constaté dans le chapitre 3 au sujet des prévisions du débit dans le scénario 1 de TransCanada, nous trouvons que les droits pour le SG longue distance, selon les niveaux avancés dans la proposition de restructuration, devraient permettre au réseau principal d'être concurrentiel. Cependant, nous constatons que même à ces niveaux, il est prévu que les droits demeureront considérablement plus élevés que les prix moyens pratiqués sur le marché sur une base annuelle. Selon nous, cela pourrait bien signifier que de tels droits se situent près de la limite supérieure quant à ceux qui permettraient au réseau principal d'être concurrentiel.

À notre avis, certains des éléments de la présente décision relèveront la limite supérieure de ce qui serait considéré un droit longue distance concurrentiel pour le SG. Par exemple, nous sommes d'avis que le droit longue distance pour le SG sera plus concurrentiel du fait de la stabilité et de la prévisibilité des droits résultant de notre décision, qui les rend fixes sur plusieurs années, ce qui est décrit plus en détail à la section 12.2. Des parties ont indiqué qu'au-delà des niveaux tarifaires, la stabilité et la prévisibilité des droits constituaient des caractéristiques clés pouvant favoriser la signature de contrats de SG sur le réseau principal.

Dans l'ensemble, nous considérons que des droits fixes pluriannuels pour le SG longue distance peuvent être concurrentiels même s'ils sont légèrement supérieurs à ceux avancés dans la proposition de restructuration

Droits découlant du statu quo et éléments approuvés de la proposition de restructuration

Il nous semble que les droits pour le SG, que le statu quo soit maintenu ou que les éléments de la proposition de restructuration que nous avons approuvés soient mis en œuvre, ne seraient pas justes et raisonnables. Dans les deux cas, il est à prévoir que les droits feraient obstacle au rapatriement de débits suffisants. Pour ce qui est du statu quo, tel qu'il est illustré dans les prévisions de débit du scénario 3 de TransCanada, l'aménagement d'infrastructures de contournement du réseau principal serait à prévoir. Dans le cas de la mise en œuvre des éléments de la proposition de restructuration que nous avons approuvés, il est prévu que, sur une base annuelle, les droits exigés par le réseau principal seraient trop élevés par rapport aux prix moyens pratiqués sur le marché pour les parcours longue distance[76]. Par conséquent, comme avec le maintien du statu quo, ils contribueraient davantage à la cause fondamentale du déclin des volumes sur le réseau.

---

[76] Même si les niveaux exacts des droits découlant de la mise en œuvre des éléments de la proposition de restructuration que nous avons acceptés n'ont pas fait l'objet d'un dépôt, nous calculons que le droit de NIT à Dawn serait au moins supérieur à 1,86 $. Notre calcul se fonde sur l'estimation de TransCanada à l'effet que l'augmentation du droit de NIT à Dawn aux termes de la proposition de restructuration (1,47 $), s'il devait y avoir élimination du PRA et de la proposition d'amortissement et mesurée isolément, serait de 0,25 $/GJ dans le premier cas et de 0,47 $/GJ dans le second. Ces estimations ne tiennent pas compte de la réduction des débits qui découlerait de l'accroissement des droits. L'ajout de ces deux derniers montants à l'augmentation initiale (pour un total de 1,86 $/GJ) ne tient pas non plus compte de l'effet d'accumulation, que nous avons constaté important. Le rejet de la proposition de TQM ferait encore plus augmenter le droit de NIT à Dawn, tout comme le retrait de la contribution volontaire de TransCanada.

Droits justes et raisonnables pour le SG

Notre estimons que des droits concurrentiels donnant à TransCanada une possibilité raisonnable de recouvrer les frais de son réseau principal peuvent être mis en œuvre sur la base de droits fixes pluriannuels avec reports de coûts, décrits plus en détail à la section 12.2. Plus ces droits fixes sont bas, plus concurrentiel serait le réseau principal. Toutefois, l'abaissement de droits fixes nécessite l'inclusion, dans l'autre plateau de la balance, de l'accroissement des reports de coûts en vue d'un recouvrement ultérieur par la voie des droits exigibles ainsi que d'un plus grand niveau de difficulté pour TransCanada de recouvrer ses frais. Dans ce contexte, nous sommes d'avis que les droits fixes pluriannuels pour le SG devraient se situer à la limite supérieure raisonnable de ceux qui permettraient au réseau principal d'être concurrentiel.

Le caractère concurrentiel du réseau principal pour le transport longue distance est plus facile à constater d'Empress, en Alberta, jusqu'à Dawn, en Ontario. Ce parcours relie deux carrefours commerciaux liquides, soit NIT et Dawn. Sur le réseau principal, le point de réception de NIT est situé à Empress, à la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan. Carrefour commercial important, NIT assure une transparence au niveau des prix, une fiabilité des approvisionnements ainsi que de bonnes liquidités au BSOC et aux marchés d'exportation.

Dawn est un important carrefour liquide situé dans le sud de l'Ontario. Du gaz naturel y est livré à partir de bassins d'approvisionnement nord-américains majeurs, dont le BSOC, par la voie de plusieurs réseaux pipeliniers. Le grand nombre d'installations de stockage de gaz naturel à Dawn favorise les échanges commerciaux et la transparence des prix.

Le réseau principal est en concurrence avec d'autres pipelines dans le contexte de l'offre de services de valeur de NIT à Dawn qui influent sur les rentrées nettes des producteurs. Il concurrence aussi d'autres bassins d'approvisionnement lorsqu'il s'agit du coût du gaz à la livraison à Dawn.

Après avoir pris en considération la preuve déposée, notamment de celle au sujet du caractère concurrentiel et du niveau des droits de la proposition de restructuration, de la prévision de l'écart de base entre NIT et Dawn et de la stabilité découlant de droits fixes pluriannuels, nous pensons que la limite supérieure raisonnable de droits fixes pluriannuels pour le SG sur le réseau principal, afin qu'ils soient concurrentiels, justes et raisonnables, dans le cas du parcours longue distance de l'Alberta jusqu'à Dawn (en particulier d'Empress jusqu'à la ZLSO Union), est de 1,42 $/GJ. À remarquer que ce montant ne comprend pas le tarif SG-L1 du réseau de l'Alberta pour livraison à Empress ni le droit de pression de livraison exigé par le réseau principal pour les livraisons à Dawn. Leur inclusion porte le droit de NIT à Dawn à environ 1,60 $/GJ.

Des droits fixes pluriannuels pour le SG doivent être établis pour les autres parcours du réseau principal. Nous sommes d'avis que cela peut se faire de la façon suivante sur la base du droit d'Empress, en Alberta, jusqu'à Dawn, en Ontario.

Des droits fixes pluriannuels pour le SG sur d'autres parcours du réseau principal devraient être établis en ajustant le droit de 1,42 $/GJ pour le SG d'Empress à ZLSO Union de manière à rendre compte des différences quant à la distance parcourue. Pour ce faire, ces droits doivent être calculés à partir des coûts unitaires ajustés (tant pour l'énergie (en $/GJ) que pour la distance (en $/GJ-km)) que produirait le droit de 1,42 $/GJ pour le SG d'Empress à ZLSO Union. Ces nouveaux coûts unitaires sont obtenus au moyen d'un ajustement vers le bas des coûts unitaires énergie et énergie-distance « de substitution » pour 2013. Les coûts unitaires « de substitution » sont les montants qui serviraient au calcul des droits pour le SG uniquement pour l'année d'essai 2013 plutôt que pour plusieurs années, en tenant compte de tous les aspects de la présente décision, à l'exception du CASD (dont il est question à la section 12.2). Les ajustements vers le bas du coût unitaire doivent être dans la même proportion par rapport à ce qu'il adviendrait du droit de 1,42 $/GJ pour le SG d'Empress à ZLSO Union à partir de 2013 (à l'exclusion du droit de pression de livraison) en ayant recours aux coûts unitaires « de substitution » pour 2013.

Afin de calculer ces droits et tous les autres, les distances doivent être obtenues à partir des données pour l'année d'essai 2010, soit le mode de calcul des distances pour 2013 proposé par TransCanada. En calculant les droits pour tous les parcours avec les coûts unitaires ajustés, ceux du réseau principal rendront compte de la méthode de répartition des coûts approuvée à la section 7.2. Nous croyons que cette démarche rendra bien compte de la répartition des coûts à partir de ceux pour 2013, même en présence de droits pluriannuels.[77]

Nous jugeons que les droits fixes pluriannuels pour le SG à l'égard des autres parcours sur le réseau principal seront justes et raisonnables s'ils sont calculés à l'aide des coûts unitaires ajustés décrits plus haut. À notre avis, ces droits permettront au réseau principal d'être concurrentiel, de rapatrier des débits et de répartir le montant approprié des frais du réseau sur son ensemble. Ils assurent un bon équilibre en cela qu'ils procurent à TransCanada une possibilité raisonnable de recouvrer les frais du réseau principal sans pour autant imposer aux expéditeurs restants, pendant la période au cours de laquelle les droits sont établis, de trop nombreux coûts de sous-utilisation attribuables à la concurrence.

À l'appui de notre conclusion à l'effet que ces droits n'imposeront pas aux expéditeurs restants une trop grande partie des coûts de sous-utilisation, nous avons tenu compte de la position concurrentielle du triangle de l'Est. Nous croyons que ces droits permettront à TransCanada d'être concurrentielle et de maintenir ou même d'améliorer sa position sur ce tronçon du réseau.

Droits pour STS

Dans la section 7.9, nous avons constaté que les débits au titre du STS et du STS-L ont les mêmes incidences sur le réseau que les débits au titre des autres SG pour le transport

[77] Tel qu'il est expliqué plus loin, nous pensons aussi que les coûts unitaires ajustés devraient être utilisés afin d'établir les droits fixes pluriannuels pour tous les cas de transport selon le SG, le STS et le STS-L sur le réseau principal.

courte distance. Dans ces circonstances, nous jugeons qu'il est approprié d'établir des droits fixes pluriannuels pour le STS et le STS-L en ayant recours aux coûts unitaires ajustés, comme ce sera le cas à l'égard de tels droits pour le SG.

Droits pour d'autres services à l'origine de produits divers non discrétionnaires ou d'autres produits divers

Nous considérons approprié d'établir des droits fixes pluriannuels de pression de livraison ainsi que pour la surcharge au point de réception Dawn Union. Ces montants seront calculés au moyen d'une réduction proportionnelle appliquée à ce qu'ils auraient été pour 2013 seulement, sans ajouts au titre du CASD. La réduction sera du même pourcentage que celui appliqué aux coûts unitaires ajustés en fonction des coûts unitaires « de substitution » pour 2013. Cette démarche assurera la prévisibilité et la stabilité de tels frais, qui tiendront en outre compte du rapatriement prévu des débits.

Dans la même optique, nous jugeons que la prime de 10 % pour le SG-CP approuvée à la section 8.4 devrait aussi s'appliquer aux droits fixes pluriannuels pour le SG.

Pour ce qui est des frais liés aux stations de comptage au point de vente, nous constatons qu'ils ne s'appliquent que lorsque moins de 3 750 GJ de gaz sont livrés au cours d'une année de contrat. Ainsi, ce critère pourrait ou non s'appliquer selon l'année à différentes stations alors que des droits fixes pluriannuels seraient en vigueur. Par conséquent et à titre d'exception, nous jugeons approprié d'établir ces frais chaque année plutôt que pour plusieurs années. Les frais en question peuvent faire l'objet d'un dépôt auprès de l'Office aux termes de l'alinéa 60(1)*a*) de la *Loi*. Cependant, nous constatons que la preuve déposée au sujet de ces frais, de faible ampleur, indiquait qu'ils généraient très peu de produits (soit 69 000 $ selon les prévisions de TransCanada pour 2013, ce qui correspond au montant annuel entre 2006 et 2010). Compte tenu de ce qui précède, TransCanada pourrait proposer une autre approche acceptable au moment du dépôt de ses documents de conformité, laquelle approche pourrait être plus efficace sur le plan administratif.

En ce qui concerne les services d'équilibrage pour court préavis, de transport de gaz à insuffisance énergétique admise et d'abandon de capacité accrue, des droits fixes pluriannuels seront établis de la même manière que pour le droit de pression de livraison et la surcharge au point de réception Dawn Union. Toutefois, nous constatons que la preuve déposée au sujet de tels services dans le cadre de cette instance était extrêmement limitée, ce qui fait qu'en plus d'inclure des droits calculés de cette manière dans les documents de conformité qu'elle déposera, TransCanada peut aussi proposer que les droits pour certains de ces services, ou pour les trois, soient mis à jour annuellement. Sur présentation d'une telle demande, TransCanada devra alors justifier pourquoi ces services méritent une exemption par rapport à la démarche adoptée d'établissement de droits fixes pluriannuels.

12.2 Proposition d'établissement de droits fixes pluriannuels de l'ACPP

L'ACPP a proposé de remplacer l'approche traditionnelle de tarification du réseau principal sur une base annuelle par des droits pluriannuels. Fondés sur le scénario 1 formulé par TransCanada et misant sur une remontée du débit dans les années à venir, les droits seraient établis pour plusieurs années à partir de 2013. Selon cette proposition, il y aurait un manque à gagner au titre du recouvrement des besoins en produits pendant les premières années du nouveau régime, puis un excédent durant les années subséquentes. Pendant la période visée par les droits fixes pluriannuels, tout excédent ou manque à gagner annuel dans les produits serait comptabilisé dans un CASD. Ce compte permettrait de connaître l'évolution (sur plusieurs années) des manques à gagner ou des excédents cumulatifs découlant des droits fixes.

L'ACPP a affirmé que sa proposition s'attaquerait aux problèmes du réseau principal et rapprocherait les intérêts de TransCanada et ceux de ses expéditeurs, tout en se conformant aux principes de la réglementation. Selon elle, il serait possible de fixer les droits pluriannuels à des niveaux comparables à ceux envisagés pour 2013 dans la proposition de restructuration et de procurer à TransCanada une occasion raisonnable de recouvrer la totalité des besoins en produits du réseau principal sur une période qui l'est aussi. L'ACPP a soutenu que le fait d'envisager les coûts et les produits sur plusieurs années visait à niveler les droits et à recouvrer les coûts sur une plus longue période, plutôt que sur une année seulement. Puisque TransCanada prévoit une augmentation de la demande de gaz naturel et de la production dans l'Ouest canadien, la méthode de tarification prônant des droits pluriannuels se traduirait par une baisse des droits dans l'immédiat et une hausse plus tard, par rapport à l'approche traditionnelle des droits annuels.

Selon l'ACPP, cette approche respecte la méthode de tarification fondée sur le coût du service et comporte beaucoup d'avantages. L'une des qualités très séduisantes de cette proposition pour les expéditeurs est qu'elle contribue à stabiliser les droits. L'ACPP a mentionné que, même si les droits de 2013 sont économiquement attrayants, les expéditeurs hésiteront à passer des contrats de service s'ils perçoivent une incertitude concernant les droits pour les années futures. Un autre avantage de la méthode tient au fait que TransCanada devra composer avec des droits déterminés d'avance pour plusieurs années, ce qui la rendra plus responsable. En outre, la proposition assurerait un meilleur agencement entre les intérêts des expéditeurs et ceux du réseau principal, inciterait TransCanada à gérer plus efficacement les produits et les coûts du réseau principal, et l'encouragerait à être davantage à l'écoute de ses clients. Grâce à cette proposition, le réseau principal devrait mieux justifier l'usage qu'il fait de la souplesse qui lui est accordée dans l'établissement des droits discrétionnaires et serait plus motivé à gérer cette souplesse avec prudence, et il serait plus réceptif aux besoins des clients. Pour illustrer la capacité de TransCanada à réduire ses coûts, l'ACPP a mis en évidence la réduction des coûts du réseau principal découlant des encouragements inclus dans le règlement 2007-2011. Par ailleurs, la société exploitant le réseau principal aurait intérêt à veiller à ce que tout nouveau projet, comme des agrandissements pour acheminer du gaz des États-Unis jusqu'en Ontario, génère des produits nets positifs pour le réseau. L'ACPP a affirmé que les incitatifs diminueraient notablement le risque à long terme lié aux changements imprévus sur le marché. La proposition de l'ACPP a comme autre avantage de s'attaquer aux enjeux du réseau principal en matière de droits sans entraîner tout le réseau de l'Alberta dans l'exercice, comme le ferait le PRA. L'ACPP a aussi

soutenu que sa proposition était souple et, donc, qu'elle pouvait être modifiée facilement en fonction des changements futurs sur le marché.

L'ACPP a proposé que les frais financiers associés au CASD soient établis d'après le taux d'emprunt à court terme prévu pour la période visée par sa proposition, soit un taux estimatif de 2,5 %. Selon elle, ce taux serait acceptable, car le CASD serait un compte de report spécial créé pour corriger une situation particulière non récurrente touchant le réseau principal. En outre, conformément à la décision RH-3-86, les frais financiers rattachés à ce type de compte de report devraient correspondre à un taux se rapprochant des coûts probables de financement du compte de report du service public. Comme on ne s'attend pas à ce que le solde du CASD soit excessif ou que le report soit de longue durée, on pourrait financer ce compte au moyen d'une créance d'une durée relativement courte.

Selon l'ACPP, si le rendement du CASD devait correspondre au rendement de la base tarifaire, on obtiendrait des rendements excessifs pour les actionnaires, car le RCA qu'elle recommande comprend déjà une prime pour le risque lié aux produits reportés. Par ailleurs, si les frais financiers du CASD et le rendement de la base tarifaire sont égaux, soutient l'ACPP, TransCanada sera moins motivée à réduire au minimum le solde de ce compte. Selon l'ACPP, les frais financiers du CASD, qu'ils soient de 2,5 % ou qu'ils soient plus élevés, ne représenteraient pas une somme considérable.

La proposition de droits pluriannuels procurerait à TransCanada une occasion raisonnable de recouvrer ses coûts, mais, reconnaît l'ACPP, elle ne garantirait pas le recouvrement des manques à gagner au titre des produits. Si la croissance du débit prévue ne se concrétise pas, celle des produits pourrait être insuffisante pour recouvrer la totalité des coûts. Dans l'éventualité d'un énorme solde au CASD, un nouveau processus tarifaire devrait examiner la façon de corriger la situation. Consciente de cette possibilité, l'ACPP a proposé que, si le solde du CASD augmente au point de faire chuter le ratio de capitaux propres du réseau principal à 36 % (ou environ 650 millions de dollars), un nouveau processus tarifaire devrait alors débuter. De plus, si des conditions imprévues sur le marché portent TransCanada à croire qu'elle ne recouvrera pas le solde du CASD durant la période prévue pour la stabilisation des droits, on attendra d'elle qu'elle sollicite une instance tarifaire aussitôt cette information connue, plutôt que d'attendre que le ratio de capitaux propres atteigne 36 %. L'ACPP a aussi expliqué qu'elle considère le seuil de 36 % comme une porte de sortie et qu'on pourrait croire que TransCanada déposera une demande d'examen des droits longtemps avant d'en arriver là si les conditions sur le marché laissent entrevoir une croissance rapide du solde du CASD. L'ACPP a indiqué que, dans l'éventualité où les volumes acheminés sur le réseau principal seraient insuffisants pour assurer le recouvrement des sommes prévues par TransCanada, tous les coûts seraient alors comptabilisés et analysés dans le cadre d'un débat sur les investissements échoués, une notion que l'ACPP définit comme des investissements qui ne peuvent pas être récupérés dans les droits pendant la durée de vie économique du réseau principal. À ce moment, toutes les options au titre de la réglementation pourraient être envisagées.

Selon l'ACPP, TransCanada, par sa capacité à influer sur les coûts et les produits du réseau, pourrait gérer la taille et la durée des soldes du CASD. Elle a ajouté que TransCanada s'y connait en matière de gestion du risque, puisque cela fait partie de ses activités au quotidien.

Comme cela est expliqué plus loin, les droits proposés par l'ACPP seraient en vigueur pendant cinq ans, période pendant laquelle, d'après ses prévisions, le manque à gagner cumulatif du CASD serait résorbé. Toutefois, en fonction des événements, les droits pluriannuels pourraient être maintenus plus ou moins longtemps. Outre la possibilité qu'il soit nécessaire de réexaminer les droits parce que le ratio des capitaux propres a atteint le seuil de 36 % ou parce que TransCanada ne prévoit pas recouvrer le solde du CASD, les droits pluriannuels pourraient demeurer en vigueur au terme des cinq années si, à ce moment, le solde est toujours négatif et des circonstances, par exemple la durée probable pour éliminer ce solde, en justifie le maintien. De plus, puisque les droits et le régime des droits seraient soumis à un nouvel examen dès l'élimination du solde négatif du CASD, les droits pluriannuels pourraient ne pas être maintenus jusqu'à la fin des cinq années prévues si la situation évolue d'une façon plus favorable que celle qui est envisagée.

Dans sa proposition, l'ACPP a aussi recommandé la création d'un mécanisme incitatif de partage des bénéfices pour TransCanada. Ce mécanisme est abordé de façon distincte à la section 12.3.

Aux fins de transparence et de reddition de comptes accrues, l'ACPP a recommandé que TransCanada intègre aux rapports trimestriels de surveillance qu'elle dépose déjà auprès de l'Office un état de la situation du CASD.

L'ACPP décrit sa proposition de droits pluriannuels comme étant sensible à la situation économique actuelle du réseau principal, prospective, exhaustive et inclusive de tous les besoins en produits, sans rejet de coûts. De plus, elle protège TransCanada du risque de perte en cas de baisse du débit en comptabilisant les manques à gagner dans le CASD.

<u>Analyse de l'ACPP</u>

L'ACPP a présenté une analyse empirique de sa proposition qui repose sur les débits anticipés dans le scénario 1 formulé par TransCanada, des droits fixes pluriannuels précis et une prévision sur plusieurs années des besoins en produits du réseau principal.

Au chapitre des droits fixes pluriannuels, l'ACPP les a établis à un seuil fixant à 1,69 $/GJ le coût du transport du NIT jusqu'à un point situé à 3 000 km d'Empress, soit un droit comparable à celui préconisé par TransCanada dans sa proposition de restructuration. L'ACPP a indiqué que ce droit correspondait à un droit de 1,53 $/GJ pour un parcours allant d'Empress jusqu'à un point situé à 3 000 km de là. Dans on analyse, l'ACPP ne tenait pas compte du PRA proposé par TransCanada, volet de la proposition rejeté par elle. Pour ce qui est des autres propositions se rattachant à la conception des droits contenues dans la proposition de restructuration sur lesquelles l'ACPP ne s'est pas prononcée, l'analyse de celle-ci reprend les propositions de TransCanada.

La prévision pluriannuelle des besoins en produits du réseau principal de l'ACPP était basée sur des données fournies par TransCanada dans la réponse à la demande de renseignements 2-47 de l'ACPP et sur diverses recommandations et hypothèses formulées par celle-ci. Voici la teneur de ces recommandations :

- Les charges d'amortissement comptable et financier du CALT ont été calculées en tenant compte de la méthode d'amortissement prônée dans le scénario du statu quo.
- À la somme de 100 millions de dollars que TransCanada a proposé de comptabiliser dans le CALT pour 2012, l'ACPP a ajouté une somme identique pour chacune des années de 2013 à 2016.
- Le rendement et les impôts sur le bénéfice ont été calculés en fonction d'un RCA de 9,5 %, d'après un ratio du capital-actions ordinaire combiné de 40 %.
- Le CASD porterait intérêt à un taux de 2,5 %.
- L'ACPP a supposé que les déductions pour amortissement diminueraient à partir de 2014 (commençant à peu près au point de départ de TransCanada). Par conséquent, elle a supposé que les charges fiscales seraient plus élevées que ce qu'elles auraient été en utilisant la prévision de TransCanada de déductions pour amortissement stables à partir de 2015.
- L'ACPP n'a pas inclus dans sa proposition la contribution annuelle volontaire de 25 millions de dollars de TransCanada, quelle que soit l'année.
- L'ACPP a supposé que les droits provisoires de 2012 permettraient de recouvrer les besoins en produits pour l'année en question, ce qui est conforme, selon elle, aux attentes exprimées par TransCanada durant le volet oral de l'audience.

Les autres éléments qui constituent les besoins en produits ont été calculés d'après la réponse donnée par TransCanada à la demande de renseignements 2-47 de l'ACPP. Ces autres composantes sont décrites à la section *Opinion de TransCanada* plus bas. L'ACPP a indiqué qu'elle avait utilisé la prévision de TransCanada concernant les besoins en PDD, bien qu'elle les croyait sous-estimés. Selon l'ACPP, la prévision des coûts du TPT de TransCanada était peut-être prudente et élevée, vu qu'elle est déjà parvenue à réduire les coûts de TPT sur le réseau GLGT. Par la suite, l'ACPP a mentionné que ces coûts de TPT ne tenaient pas compte des renseignements à jour fournis par TransCanada sur les modifications apportées aux contrats passés avec GLGT et entrant en vigueur le 1er novembre 2011, lesquels ont amené TransCanada à réduire sa prévision des coûts totaux du TPT de 0,8 million de dollars pour 2012 et de 14,3 millions de dollars pour 2013.

L'analyse de l'ACPP prévoyait que les produits seraient inférieurs aux besoins en produits en 2013, 2014 et 2015, puis qu'ils les surpasseraient. En particulier, le solde négatif cumulatif du CASD s'élèverait à 144 millions de dollars après 2013, 230 millions de dollars après 2014 et 254 millions de dollars, un sommet, après 2015, selon les prévisions. Par la suite, le compte afficherait un solde négatif de 95 millions de dollars après 2016, avant d'enregistrer un solde positif de 50 millions de dollars après 2017, marquant le stade où le réseau principal recouvrerait la totalité de ses coûts au terme de la période prévue pour les droits fixes. Il serait alors temps d'examiner les droits de nouveau.

L'ACPP a laissé entendre que les sommes futures provenant de la base tarifaire aux termes de sa proposition de droits fixes pluriannuels seraient comparables à celles contenues dans la proposition de TransCanada. Elle a également souligné la similitude qui existe entre la taille des contributions au CALT recommandées par l'ACPP et les charges d'amortissement moins élevées contenues dans la proposition de restructuration. D'après la prévision de l'ACPP, la base tarifaire pour chacune des années de 2014 à 2020, en tenant compte du CALT, mais en excluant le

CASD, serait inférieure à celle déterminée dans la proposition de restructuration. L'ACPP avait prévu que l'écart entre les bases tarifaires des deux scénarios passerait d'environ 100 millions de dollars en 2014 à quelque 700 millions de dollars en 2020.

L'ACPP a mentionné que si l'Office arrivait à des conclusions différentes des siennes, il pourrait tout de même retenir l'approche des droits pluriannuels et y incorporer des variations diverses touchant les contributions au CALT, des ajustements des droits (y compris la possibilité d'une augmentation annuelle de 1 %, par exemple) ou d'autres soldes prévus au CASD (qui pourraient aussi modifier la période requise pour résorber ce solde). L'ACPP n'a pas formulé de recommandation générale pour guider l'Office dans son choix de ces trois ajustements, mais elle a averti que si l'on ajuste les droits en s'éloignant trop de ceux de la proposition de restructuration, il pourrait ne plus être acceptable d'utiliser la prévision prévue dans le cas n° 1, puisque le débit varie avec les droits. L'ACPP a aussi mentionné que si l'Office approuve la proposition de TransCanada relative à l'amortissement comptable, il ne sera plus nécessaire de verser les contributions supplémentaires recommandées par elle au CALT.

Opinions des intervenants

ACIG

L'ACIG s'est opposée à la proposition de l'ACPP et a indiqué qu'elle comportait des vices fondamentaux parce qu'elle reposait sur deux hypothèses qui ne sont pas validées par la preuve, soit que les coûts du réseau principal diminueraient avec le temps et que le débit du réseau principal augmenterait. Selon l'ACIG, aucune de ces prévisions ne pourrait se matérialiser, ce qui pourrait causer un tort irréparable au réseau principal et forcer les générations futures d'utilisateurs à payer les reports de coûts préconisés dans la proposition de l'ACPP. L'ACIG a également mentionné que le montant élevé des droits fixes pluriannuels la préoccupait.

SEPAC

La SEPAC a appuyé la proposition de droits fixes pluriannuels de l'ACPP. Selon elle, cette proposition offre un modèle commercial de rechange viable pour le réseau principal qui allierait mieux les intérêts de TransCanada et ceux des parties prenantes.

Apache, Enerplus, Husky et Talisman

En plaidoirie, Apache, Enerplus, Husky et Talisman ont affirmé qu'elles soutenaient entièrement la proposition de l'ACPP.

BP

BP a déclaré qu'elle pourrait donner son appui aux droits proposés par l'ACPP si on y incorporait les changements qu'elle propose sur certains points de moindre importance qui sont abordés dans d'autres sections de la présente décision.

Gaz Métro

Gaz Métro a exprimé des inquiétudes à l'égard des reports de coûts contenus dans la proposition de l'ACPP qui, comme la réduction des charges d'amortissement proposée par TransCanada, créent un risque que les générations futures d'expéditeurs fassent les frais d'augmentations spectaculaires des droits.

Union

Selon Union, la proposition de l'ACPP, à l'instar de la proposition de restructuration de TransCanada, ne s'attaque pas au problème fondamental de l'excédent de capacité. À la place, note-t-elle, on reporte les coûts aux années futures, ce qui n'est pas la solution pour les expéditeurs captifs comme les EZM qui pourraient bien devoir payer ces coûts plus tard.

Québec

Le Québec a déclaré qu'il s'opposait aux propositions des intervenants prônant un report des coûts, soutenant qu'on ne fait que repousser le problème, au risque que la situation s'aggrave.

Autres opinions

En plus des opinions exprimées par les parties qui portaient expressément sur la proposition de l'ACPP, d'autres points de vue formulés sur divers sujets durant cette instance étaient aussi pertinents dans le contexte de cette proposition. Parmi ces autres thèmes abordés, nous soulignons particulièrement l'amortissement comptable, le CACT et le CALT, qui pourraient s'appliquer ou se rapporter à tous les reports de coûts éventuels.

Opinion de TransCanada

TransCanada a noté que si la proposition de l'ACPP procurerait aux expéditeurs une stabilité des droits à court terme, elle pourrait, à plus long terme, entraîner des hausses spectaculaires et menacer la viabilité du réseau principal. La prévision de débit du scénario 1 de TransCanada, tout en étant sa meilleure estimation, demeure une prévision qui se situe dans une fourchette de résultats possibles. En outre, les expéditions sur le réseau principal sont indépendantes de la volonté de TransCanada. En général, l'exactitude des prévisions relatives au débit et à l'offre s'étiole à mesure que l'on avance dans le temps, et le contexte actuel est particulièrement incertain. Par conséquent, la prévision de l'ACPP impose à TransCanada des reports de produits à court terme plus certains en échange d'excédents de produits futurs moins sûrs qui dépendent d'une remontée du débit. Comme cela a été indiqué à la section 9.2, TransCanada a soutenu que la proposition de l'ACPP lui imposerait un risque que le manque à gagner au titre des produits devienne non recouvrable, sans potentiel de hausse équivalente sinon la possibilité de recouvrer le solde du CASD plus tôt. TransCanada a insisté sur l'importance de tenir compte tout spécialement du risque de débit moins élevés, vu le contexte récent caractérisé par de faibles prix du gaz.

TransCanada a déclaré être très préoccupée par ce qui se passerait sous le régime de la proposition de l'ACPP en l'absence d'une hausse du débit. Évoquant les commentaires de celle-ci selon lesquels il faudrait tenir un débat sur les investissements échus en pareille circonstance, TransCanada a affirmé que la proposition de l'ACPP l'expose à un risque considérable de ne pas pouvoir recouvrer des coûts engagés avec prudence. En outre, l'ACPP a laissé entendre que les expéditeurs devraient s'inquiéter de la possibilité qu'un solde élevé du CASD contribue à faire augmenter davantage les droits dans les années à venir. Dans l'éventualité où le recouvrement du solde du CASD semblerait improbable, le réseau principal pourrait se retrouver exactement dans la même situation que maintenant avec, en plus, de grosses sommes reportées. Selon TransCanada, la proposition de l'ACPP n'est pas aussi robuste que sa propre proposition de restructuration sur un large éventail de prévisions. TransCanada a admis qu'une baisse du débit exercera une pression à la hausse sur les droits si la proposition de restructuration est acceptée, mais, à son avis, cette pression sera encore plus forte avec la proposition de l'ACPP.

TransCanada a aussi affirmé que si le débit est inférieur à celui envisagé dans la proposition de l'ACPP et que, pour cette raison, TransCanada subit les conséquences financières, TransCanada pourrait se voir imposer les répercussions découlant de la perte de contrats de 1999 à 2012. Par conséquent, il ne s'agirait pas d'un changement prospectif face à l'exposition à un risque, mais plutôt l'imposition inacceptable des conséquences de la réalisation d'un risque auquel TransCanada n'était pas exposée. Selon TransCanada, il serait uniquement acceptable qu'on l'exposer à un risque de variations qui se manifeste à partir du point de départ actuel, mais qu'il ne serait pas convenable de l'exposer à un risque rattaché à des niveaux de débit prévus.

Selon TransCanada, si le débit réel est fidèle à la prévision du scénario de débit faible, le solde du CASD sous le régime de la proposition de l'ACPP atteindrait 750 millions de dollars à la fin de 2014. Si l'on ajoute les 200 millions de dollars supplémentaires que l'ACPP recommande de verser au CALT en 2013 et 2014 et le manque à gagner de 2012, soit une somme de 85 à 185 millions de dollars (décrite ci-dessous), on arrive, selon TransCanada, à des reports totalisant de 1 035 à 1 135 millions de dollars d'ici la fin de 2014, si les débits sont conformes au scénario de débit faible. Certes, affirme TransCanada, ce solde au CASD aurait excédé le seuil du ratio de capitaux propres de 36 % enclenchant un processus tarifaire, mais on peut supposer que pendant que l'on débattrait des mesures à prendre, le manque à gagner continuerait d'augmenter.

Même si l'ACPP ne l'a pas dit aussi clairement, d'après TransCanada elle ne croit pas que la prévision de débit du scénario 1 de TransCanada, à la base même de sa propre proposition, soit réalisable. Pour étayer cette conclusion, TransCanada a rappelé les commentaires de l'ACPP selon lesquels concrétiser la prévision du scénario 1 « serait ardu » et « peut-être optimiste ». Elle a aussi évoqué le manque de foi dans la prévision exprimée par les experts de l'ACPP. Selon TransCanada, l'Office devrait tenir compte de ces éléments dans son jugement de l'importance à accorder à la prévision de débit du scénario 1 de TransCanada ou au degré de probabilité à lui attribuer.

En ce qui a trait aux grosses sommes qui pourraient être reportées aux termes de la proposition de l'ACPP, TransCanada a aussi soutenu que des comptes de report ayant des soldes élevés pendant une longue période pouvaient entraîner des risques supplémentaires imprévus à

l'origine. À l'appui, elle a cité les expériences récentes d'EGNB. Cette dernière avait un actif reporté élevé, représentant environ 38 % de son investissement total. Ce report avait été créé pour lui permettre de recouvrer le manque à gagner qui existait entre les produits et les coûts durant la période d'expansion de la société à la grandeur de la province. TransCanada a rappelé qu'en fin de compte, EGNB avait encaissé une réduction de la valeur de son actif de 283 millions de dollars, c'est-à-dire environ 60 % de sa base tarifaire, à la suite de l'adoption par le gouvernement du Nouveau-Brunswick d'un règlement sur les droits et les tarifs fixant une limite aux tarifs d'EGNB. TransCanada a soutenu qu'un événement intervenant pourrait aussi, éventuellement, l'empêcher de recouvrer les sommes reportées.

M. Engen, témoin expert de TransCanada, a laissé entendre que les sommes reportées sous le régime de la proposition de l'ACPP pourraient être perçues par les investisseurs comme un risque élevé et que, plus ces sommes augmentent, plus les effets négatifs sur les flux de trésorerie et la matrice de crédit sont importants. M. Engen a aussi soutenu qu'aux yeux des investisseurs, la prévisibilité et la stabilité durables des flux de trésorerie du réseau principal étaient des facteurs d'une importance fondamentale. TransCanada a renchéri que l'existence d'énormes sommes reportées au titre des flux de trésorerie pouvait se traduire par une baisse des capitaux provenant des activités d'exploitation et une dette plus élevée, deux éléments qui se répercutent sur la matrice de crédit du réseau principal. À terme, cela pourrait miner l'intégrité financière du réseau principal et nuire à sa capacité d'attirer des capitaux. TransCanada a par ailleurs affirmé que si le réseau principal devait être déclassé à la suite de la présente instance, les conséquences pourraient se faire sentir d'un océan à l'autre. La proposition de TransCanada renfermait un rapport de la firme Moody dans lequel on pouvait lire que [TRADUCTION] « s'il peut sembler, du point de vue de la concurrence, avantageux de limiter les hausses de droits à court terme, il demeure que les reports de produits ont des effets néfastes sur les flux de trésorerie ».

TransCanada ne partageait pas l'avis de l'ACPP voulant que le solde du CASD puisse être financé par une créance à court terme et remettait en question l'hypothèse d'un rendement de 2,5 % sur cette créance. Selon elle, les frais financiers proposés pour le CASD devraient être équivalents aux coûts en capital du réseau principal, soit le taux qui est normalement fixé pour ces frais. TransCanada a affirmé qu'en comparaison avec le taux de rendement établi sur la base tarifaire qu'elle propose, le taux de 2,5 % entraînerait une perte de 55 millions de dollars sur cinq ans si la prévision de débit du scénario 1 se matérialise. Cette perte serait encore plus marquée si c'est le scénario de faible débit qui se concrétise. TransCanada a soutenu que permettre uniquement la comptabilisation du rendement sur la dette dans un CASD serait implicitement contraire au pacte de réglementation. Les frais financiers proposés seraient insuffisants pour dédommager le réseau principal du risque associé au CASD. En outre, ils seraient inadéquats, parce que la probabilité que TransCanada recouvre les coûts dans le CASD se présente comme une distribution asymétrique du fait qu'il est possible que le solde ne soit pas recouvré et qu'il n'existe aucun mécanisme pour contrebalancer tout sur-recouvrement. TransCanada a admis que la proposition de l'ACPP serait bonifiée si l'on établissait les frais financiers au même niveau que le rendement sur la base tarifaire.

TransCanada a allégué que la proposition de droits pluriannuels de l'ACPP serait en rupture avec le pacte de réglementation, car elle mettrait en péril la possibilité de recouvrer des frais engagés avec prudence par suite des soldes importants au CALT et au CASD, du faible taux de

rendement du CASD et du déséquilibre existant entre le risque et la récompense. La proposition de l'ACPP augmente le risque que les coûts ne soient pas recouvrés au point où le recouvrement ne constitue plus une option raisonnable. Comme cela est abordé au chapitre 9, TransCanada a aussi soutenu que le coût du capital recommandé par l'ACPP dans sa proposition est trop faible.

En ce qui a trait aux prévisions relatives à la base tarifaire et aux besoins en produits du réseau principal pour la période de 2014 à 2020 fournies en réponse à la demande de renseignements 2-47 de l'ACPP, TransCanada a mentionné qu'elles étaient fondées sur des hypothèses de haut niveau, puisque dans son plus récent cycle budgétaire annuel, ses prévisions n'allaient pas au-delà de 2012 et 2013. De façon générale, ses hypothèses reposaient sur ses estimations des coûts pour l'année d'essai 2013. TransCanada a affirmé que [TRADUCTION] « les besoins en produits de l'année d'essai 2013 procurent une base raisonnable pour établir une prévision de haut niveau des besoins en produits à long terme à partir des hypothèses étayant la proposition de restructuration », mais que s'il fallait lier le tout à des droits pour une longue période, une analyse beaucoup plus approfondie des coûts futurs serait nécessaire. Une telle analyse devrait offrir une panoplie de résultats potentiels, et préconiser sans doute une approche plus prudente. En outre, elle prendrait beaucoup de temps.

Les hypothèses de TransCanada pour la période de 2014 à 2020 étaient les suivantes :

- Les coûts du TPT et les coûts associés à l'intégrité des pipelines resteraient constants aux niveaux de 2013.
- Les coûts ci-après augmenteraient de 2 % par année par rapport à 2013 pour tenir compte de l'inflation : coûts d'EE et A, coûts d'exploitation des installations de stockage, coûts associés aux franchises d'assurance, frais recouvrés pour l'Office, ainsi que coûts des instances réglementaires et des collaborations.
- Une valeur de récupération négative de 50 millions de dollars a été incluse à partir de 2015. Selon TransCanada, il s'agissait d'[TRADUCTION]« une valeur fictive dans l'attente de la conclusion de l'initiative de consultation relative aux questions foncières [de l'Office]. Tant qu'aucun processus n'a été arrêté relativement au prélèvement et à la mise de côté des fonds nécessaires pour la cessation d'exploitation des installations, cette somme fictive ne peut pas être estimée avec précision. »
- Les charges au titre de l'amortissement comptable et financier du CALT étaient basées sur le taux d'amortissement moyen de 2013 contenu dans la proposition de restructuration et les contributions à ce compte recommandées dans cette proposition.
- Le taux de rendement était constant au niveau requis pour 2013. Faisaient exception les ajustements aux coûts de la dette, dont la prévision était basée sur le profil réel des échéances de la dette à long terme et l'hypothèse qu'il n'y aurait pas de nouvelles émissions de titres d'emprunt, un ratio dette-capitaux propres de 60-40 et le taux moyen d'emprunt autorisé non provisionné prévu pour 2014.
- Les impôts sur le bénéfice sont fondés sur le taux d'imposition prévu pour 2014, soit 25,5 %, et une hypothèse simplificatrice selon laquelle la déduction pour amortissement restait stable, même si TransCanada avait indiqué qu'elle devrait diminuer avec le temps.

- Les taxes municipales et les impôts provinciaux sur le capital étaient majorés de 3 % par année à partir de 2013, en fonction du taux d'augmentation prévu dans le règlement 2007-2011 sur les droits du réseau principal.
- Les coûts d'électricité étaient calculés d'après la prévision de débit du scénario 1, un taux annuel d'inflation de 2 % et la prévision de 2014 pour les prix du gaz et de l'énergie. Les hypothèses relatives à la taxe sur le combustible indiquent qu'elle ne changera pas par rapport au niveau de 2013.
- En ce qui concerne la base tarifaire, plusieurs hypothèses ont été employées, dont celles-ci :
  - limitation d'ajouts d'usines à une estimation des investissements au titre de l'entretien et des activités industrielles, en fonction des dépenses en immobilisations des dernières années;
  - mise hors service d'une usine à gaz d'environ 60 millions de dollars entre 2014 et 2020, avec une somme de 10 millions de dollars pour les coûts nets de mise hors service.
- Le coût pour NGTL du PRA était fondé sur une prévision des volumes contractuels journaliers de TPT de NGTL, multipliée par une prévision du droit applicable.
- Au besoin, les prévisions pour les droits reposent sur ces hypothèses de besoins en produits, la prévision de débit formulée dans le scénario 1 et les changements à la méthode de conception des droits et aux services de la proposition de restructuration, dont une somme de 20 millions de dollars prévue au titre des produits discrétionnaires annuels supplémentaires.

Pour ce qui est du manque à gagner des produits de 2012, TransCanada a indiqué que d'après sa prévision de débit la plus récente, soit à la fin du premier semestre de 2012, et les droits provisoires couvrant toute l'année 2012, les produits du réseau principal pour 2012 s'élèveraient entre 1,5 et 1,6 milliard de dollars. En conséquence, TransCanada ne s'attendait pas à ce que les soldes des comptes de report pour 2012 varient fortement, en se basant sur la prévision de besoins en produits contenue dans sa proposition de restructuration de 2012, qui s'établissait à 1,589 milliard de dollars. Toutefois, TransCanada a souligné que, selon l'analyse de l'ACPP, les produits pour 2012 atteindraient environ 1,685 milliard de dollars. Donc, d'après TransCanada, cette analyse se traduisait par un manque à gagner pour 2012 de 85 à 185 millions de dollars.

TransCanada a conclu qu'il était inutile de pousser plus loin l'examen du concept préconisé par l'ACPP, étant donné les difficultés et les incertitudes qui s'y rattachaient.

TransCanada a reconnu qu'elle demeurerait intacte aux termes de la proposition de l'ACPP, dans la mesure où sa prévision de débit se matérialise et que sa prévision de coûts ne renferme aucune erreur grave. TransCanada a indiqué qu'il appartenait à l'Office, après étude de la preuve déposée devant lui durant cette instance, de déterminer si la proposition de l'ACPP procurerait au réseau principal une occasion raisonnable de recouvrer ses coûts.

Opinion de l'Office

Selon la prévision, le débit du réseau principal devrait augmenter. Nous avons donc jugé qu'il était approprié et nécessaire de mettre en œuvre le CALT et le CASD. Le premier

servira à reporter une partie des besoins en produits du réseau principal en l'ajoutant à la base tarifaire, pour l'amortir ensuite sur un certain nombre d'années. Le second permettra le report des coûts pendant une courte période, les manques à gagner dans l'immédiat au titre des produits devant être rapidement annulés par des excédents. Le report des coûts dans ces deux comptes permet de réduire les droits exigibles pour qu'ils soient justes et raisonnables, sans avoir à refuser des coûts engagés par le réseau principal.

Nous établissons des droits fixes pluriannuels pour le réseau principal aux niveaux indiqués dans la section 12.1. Ces droits devraient demeurer en vigueur jusqu'à la fin de 2017, sous réserve des situations expliquées en détail ci-dessous.

Comme il est précisé au chapitre 4, la remontée prévue du débit du réseau principal nous amène à conclure qu'il faut donner à TransCanada le temps et les outils pour s'adapter à son contexte commercial, et le temps pour saisir pleinement les occasions découlant de la présente décision, avant de refuser des coûts du réseau principal. À notre avis, la présente décision procurera à TransCanada une bonne occasion de recouvrer ses coûts sur une période raisonnable. Cela tient à plusieurs facteurs, dont les seuils que nous établissons pour les droits pluriannuels et la plus grande latitude accordée pour la tarification des services discrétionnaires, décrite à la section 8.1.

Selon nous, s'il y a une remontée convenable du débit, les droits futurs (c.-à-d. ceux établis au terme de la période de droits fixes) pourraient être justes et raisonnables, même si TransCanada est autorisée à recouvrer les coûts du réseau principal reportés dans le CALT. En ce qui a trait à la possibilité que le débit soit inférieur à la prévision, notre préoccupation concernant l'exposition possible des futurs expéditeurs aux coûts différés a été atténuée par notre conclusion qu'il n'est pas réaliste de continuer à majorer les droits du réseau principal chaque année pour compenser les baisses de débit. Par ailleurs, afin de limiter les iniquités intergénérationnelles, nous avons établi les droits fixes pluriannuels au niveau le plus élevé possible encore concurrentiel afin de contenir les reports de coûts au niveau requis pour produire des droits justes et raisonnables à court terme.

Exposition de TransCanada aux risques et reports sous le régime des droits fixes pluriannuels

Si le débit réel devait s'approcher de celui prévu dans les scénarios d'offre faible, nous reconnaissons, à l'instar de TransCanada, que la proposition de l'ACPP pourrait l'exposer à un risque important qu'elle ne puisse pas recouvrer certains coûts du réseau principal. Toutefois, un tel risque ne découlerait pas de la proposition mise de l'avant par l'ACPP. En effet, dans les circonstances actuelles et prévues, nous estimons que toutes les propositions raisonnables de droits exposent TransCanada au risque qu'elle ne puisse pas recouvrer une certaine partie de ses coûts si le débit réel se situe autour des prévisions des scénaris d'offre faible. Comme nous l'avons expliqué au chapitre 4, nous croyons que TransCanada n'a jamais été à l'abri d'un tel risque.

TransCanada a soutenu qu'une approche à risque prospective doit s'articuler autour du débit actuel. À notre avis, la méthode que nous mettons en œuvre n'est pas une approche à risque. Néanmoins, nous rejetons avec vigueur l'assertion de TransCanada. Si nous voulions mettre en œuvre une approche à risque prospective, nous aurions raison d'utiliser les débits découlant des prévisions. S'il était presque assuré que le débit augmente notablement, par exemple, ignorer les prévisions se traduirait presque automatiquement par des rendements excessifs.

Le report d'importants flux de trésorerie peut avoir des incidences sur la matrice de crédit de la société et nuire à la notation de ses obligations. Nous prenons toutefois acte du fait que TransCanada ne s'inquiétait pas outre mesure des répercussions de sa proposition d'amortissement sur les flux de trésorerie (sous le régime de la proposition de restructuration). Ces répercussions s'apparentent énormément aux incidences sur les flux de trésorerie des reports au CALT envisagés dans l'analyse de l'ACPP. Nous admettons cependant que les contributions au CALT que nous approuvons constituent un élément différent. Nous sommes conscients que le CASD peut se traduire par des reports de flux de trésorerie supplémentaires considérables et une plus grande fluctuation des flux de trésorerie par rapport à la proposition de restructuration, et que cela peut influer sur la matrice de crédit de TransCanada. Ces effets ne font que renforcer notre avis sur l'importance d'introduire des portes de sortie dans la méthode de droits fixes pluriannuels et, sous réserve des explications plus complètes ci-après, nous jugeons que les éléments proposés par l'ACPP à cet égard sont acceptables.

Nous admettons que l'établissement de droits pluriannuels peut avoir des conséquences sur la matrice de crédit et la notation des obligations, en particulier si les scénarios d'offre faible se matérialisent, mais aucune autre solution ne libère TransCanada du risque important qu'elle ne puisse recouvrer une partie de ses coûts dans un tel scénario. Par contre, si les débits sont égaux ou supérieurs à la prévision du scénario 1, les reports de trésorerie dans le CASD seront d'une durée relativement brève.

L'établissement de droits fixes pluriannuels suivant la présente décision pourrait renfermer des aspects susceptibles d'être favorables au crédit, dont le rendement sur la base tarifaire plus élevé (abordé au chapitre 9) et le mécanisme incitatif (mentionné à la section 12.3), qui pourraient contribuer à relever davantage les taux de rendement. Par ailleurs, nous estimons que les droits fixes pluriannuels rendront TransCanada plus responsable. Combinés aux autres volets de la présente décision, la latitude beaucoup plus grande dans la tarification des services discrétionnaires contribuera à rendre le réseau principal plus concurrentiel.

Les différences importantes relativement au contexte et aux particularités du cas d'EGNB par rapport au réseau principal nous amènent à conclure que les événements relatés par TransCanada ne sont pas pertinents.

Prévisions utilisées par l'ACPP

Comme nous l'avons décrit précédemment, l'analyse de l'ACPP reposait en grande partie sur les prévisions de besoins en produits de TransCanada pour la période 2014-2020.[78] Il est généralement admis que toute prévision repose sur des hypothèses. Selon nous, les estimations de besoins en produits de TransCanada, combinées aux documents déposés par l'ACPP et à ceux versés ultérieurement au dossier par TransCanada relativement à ces estimations, fournissent une assise suffisamment solide pour construire la méthode des droits fixes pluriannuels avancée dans la présente décision.

Durée des droits fixes pluriannuels

Nous jugeons approprié d'établir les droits pour permettre le recouvrement total des coûts d'ici la fin de 2017. Cela donne assez de temps pour que le débit remonte au niveau prévu dans le scénario 1, atténue l'incertitude supplémentaire liée aux prévisions à long terme, et apaise les préoccupations concernant les iniquités intergénérationnelles associées au CASD.

Nous estimons aussi que les recommandations formulées par l'ACPP sont acceptables quant aux circonstances susceptibles d'écourter la période pendant laquelle les droits fixes pluriannuels resteront en vigueur par rapport à ce qui est prévu (c.-à-d. qu'ils seraient révisés avant le 31 décembre 2017). Nous nous attendons plus particulièrement à ce que TransCanada dépose une demande d'examen des droits dans les situations suivantes : si le solde du CASD approche un neuvième de la base tarifaire ou si elle prévoit qu'il atteindra ce seuil;[79] si les événements amènent TransCanada à croire que le solde du CASD ne pourra pas être recouvré ou si le solde négatif du CASD est presque résorbé et devrait l'être avant l'année de droits 2017.

Si le solde du CASD est négatif au moment de l'examen des droits, le montant en question devra être recouvré durant les années subséquentes, à condition que le risque fondamental du réseau principal ne se soit pas matérialisé. Si le risque fondamental devait se matérialiser, il n'est nullement dans notre intention de singulariser le CASD ou d'y accorder un traitement différent aux fins de refus éventuel de coûts. Nous prévoyons plutôt que s'il s'avérait nécessaire de se pencher sur la question du refus des coûts, tous les aspects des besoins en produits ou de la structure de coûts du réseau principal seraient examinés. Si le CASD affiche un solde positif au moment de revoir les droits, l'Office déterminera alors la meilleure façon d'éliminer cet excédent au profit des expéditeurs (par exemple, en le portant au crédit des besoins en produits bruts sur une seule année ou au crédit du CALT).

Nous soulignons également que si TransCanada procédait à la cession de certains éléments d'actifs du réseau principal ou en changeait la vocation, par exemple en les

[78] TransCanada a fourni ses prévisions en réponse à la demande de renseignements 2-47 de l'ACPP (pièce B10-7).

[79] Le seuil de déclenchement correspondant à un neuvième de la base tarifaire (calculé sans inclure le solde du CASD dans la base tarifaire) équivaut à 36 % du ratio du capital-actions ordinaire recommandé par l'ACPP. Il tient compte du fait que nous croyons que le CASD ne devrait pas être réputé financé uniquement au moyen d'un emprunt.

convertissant au service pétrolier, il s'ensuivrait vraisemblablement un nouvel examen des droits du réseau principal. De plus, dans ce cas, il pourrait être nécessaire de calculer la part du CALT ou du CASD, le cas échéant, à inscrire dans les éléments d'actif dont TransCanada s'est départie ou dont elle a changé la vocation.

Frais financiers du CASD

Nous sommes d'accord avec TransCanada que les frais financiers du CASD devraient correspondre au taux de rendement sur la base tarifaire pour refléter le coût global du capital du réseau principal.[80] Bien que le rendement autorisé sur la base tarifaire prenne déjà en considération les risques se rattachant au CASD, nous ne sommes pas convaincus que l'établissement des frais financiers à ce niveau accorderait une compensation excessive à TransCanada. Même si les produits différés incluent une prime pour les risques liés au CASD, le solde de ce compte est exposé au même degré de risque relatif au recouvrement des coûts que le reste de la base tarifaire du réseau principal, et nous jugeons que TransCanada devrait recevoir une compensation en conséquence. Par ailleurs, nous ne sommes pas disposés à présumer de la façon dont TransCanada financera le CASD; nous supposons que la totalité des besoins de financement du réseau principal respectera le ratio emprunts/capitaux propres de 60-40, plutôt que de formuler des hypothèses sur le financement de chaque compte.

Accorder des frais financiers pour le CASD inférieurs au rendement sur la base tarifaire, comme l'a proposé l'ACPP, inciterait davantage TransCanada à réduire au minimum le solde du CASD. Nous sommes toutefois d'avis qu'avec, en particulier, le mécanisme incitatif énoncé à la section 12.3, la proposition de droits fixes pluriannuels sera suffisante pour encourager TransCanada à réduire au minimum ces reports et à mieux aligner ses intérêts sur ceux des parties prenantes qui utilisent le réseau principal.

Paramètres pour les prévisions futures de coûts et de produits

Dans son dépôt de conformité, TransCanada devra indiquer les sommes précises qui seront comptabilisées dans le CALT. Ces sommes devront être calculées en respectant les paramètres que nous définissons ici. En outre, TransCanada devra préciser les manques à gagner et les excédents annuels prévus au titre des produits, lesquels serviront dans le contexte du mécanisme incitatif décrit à la section 12.3. Pour calculer ces sommes, TransCanada devra modifier sa prévision de produits et de coûts jusqu'en 2017 afin d'y incorporer nos conclusions, telles qu'elles sont énoncées dans la présente décision. En conséquence, nous formulons ci-dessous quelques directives supplémentaires expliquant à TransCanada comment s'y prendre.

Globalement, nous estimons que les hypothèses posées par TransCanada dans sa réponse à la demande de renseignements 2-47 de l'ACPP sont raisonnables pour bâtir une prévision de ses besoins en produits jusqu'en 2017. Nous donnons instruction à TransCanada d'utiliser les mêmes hypothèses pour préparer son dépôt de conformité, avec toutefois les exceptions suivantes :

---

80 Les frais financiers du CASD doivent être composés de la même manière que le rendement sur la base tarifaire.

- Dans tous les cas, les prévisions doivent incorporer nos déterminations contenues dans les autres parties de la présente décision. Par exemple, elles doivent tenir compte des paramètres approuvés relativement à l'amortissement, au taux de rendement sur la base tarifaire (qui vaut aussi pour le CASD) et aux contributions au CALT.
- Pour les années 2014 et suivantes, nous faisons nôtres les hypothèses de l'ACPP relatives à la déduction pour amortissement. Nous les jugeons plus prudentes, à juste titre, que celles de TransCanada.
- En ce qui a trait aux prévisions de coûts du TPT, nous acceptons que TransCanada utilise des valeurs constantes équivalant aux niveaux de 2013. Toutefois, ces sommes devraient refléter les coûts du TPT à jour de 2013 déposés en preuve (pièce B17, page 20 du document Adobe).

Nous remarquons qu'aux fins de la prévision des PPD, TransCanada a utilisé l'estimation la plus faible basée sur l'abolition du MAR et l'obtention d'une tarification souple pour les TI et SG-CT incluses dans sa proposition. Nous jugeons cette estimation prudente, en particulier dans le contexte de la plus grande latitude que nous approuvons en matière de tarification et du fait que les droits indiqués à la section 12.1 sont un peu plus élevés que ceux mentionnés dans la proposition de restructuration. Cependant, étant donné les hypothèses de haut niveau retenuew afin de formuler des prévisions de besoins en produits pour 2014 et les années subséquentes, et le risque et le rendement liés à la proposition de droits fixes pluriannuels, nous jugeons approprié d'inclure la plus grande prudence créée par ces estimations de PPD.

Paramètres pour calculer les contributions au CALT

En instaurant les droits fixes pluriannuels, nous définissons les paramètres devant servir à calculer précisément les contributions au CALT, plutôt que d'établir ces montants à l'avance. Bien que la preuve étoffée qui a été déposée au cours de la présente instance nous permette de comprendre les sommes approximatives qui seront portées au CALT et qui devraient s'accumuler dans le CASD, nous laissons TransCanada calculer les sommes exactes et les fournir dans son dépôt de conformité, selon les termes de la présente décision. Plus particulièrement, le dépôt de conformité de TransCanada précisera la contribution au CALT pour 2012, qui sera calculée suivant les directives fournies au point 1 ci-dessous, ainsi que les contributions régulières au CALT de 2013 à 2017, calculées selon les directives énoncées au point 2.1.

Les sommes qui seront comptabilisées dans le CALT seront établies de la façon suivante :

1. En 2012, la contribution au CALT correspondra à la somme nécessaire pour résorber le manque à gagner de 2012 au titre des produits (d'après les produits recueillis en

2012 quand les droits provisoires étaient en vigueur et les besoins en produits pour 2012 calculés en utilisant les coûts réels pour la même période).[81]

2. Chaque année de 2013 à 2017 :
   2.1. la même contribution au CALT sera inscrite, en utilisant le montant annuel permettant de ramener le solde du CASD à zéro à la fin de l'année de droits 2017 et en se basant sur la prévision de débit du scénario 1 de TransCanada déposée durant la présente instance sous le numéro de pièce B40 (commençant le 1er juillet 2013 de la manière décrite ci-dessous) ainsi que sur les conclusions et les directives de l'Office contenues dans la présente décision, à moins que…
   2.2. durant l'année 2017 ou une année antérieure, le solde négatif du CASD puisse être éliminé grâce à une cotisation au CALT faite conformément au point 2.1, auquel cas la cotisation pour l'année en question correspondra au plus petit montant permettant d'éliminer le solde négatif du CALT de l'année, et aucune nouvelle cotisation ne devra être faite durant les années subséquentes.

Les produits pour 2013 doivent être calculés comme la somme de la prévision à jour des produits réels des six premiers mois de 2013 et de la prévision des produits du second semestre de 2013. Nous remarquons qu'aucune donnée mensuelle n'a été fournie pour la prévision révisée du débit du scénario 1 (pièce B40), alors que la version originale de celui-ci fournie en réponse à la demande de renseignements 2.62 de l'Office (pièce B8-2) renfermait ces informations. Par conséquent, dans le calcul des prévisions de produits du second semestre de 2013, nous ordonnons que la prévision de débit révisée du scénario 1 pour 2013 (pièce B40) soit indiquée par mois, au prorata du débit mensuel de 2013 présenté initialement dans le scénario 1. Lorsque les produits réels des six premiers mois de 2013 seront connus de façon définitive, tout écart par rapport à la prévision sera comptabilisé dans le CASD et exclu des calculs réalisés aux fins du mécanisme incitatif décrit à la section 12.3.

La prévision de coûts pour 2103 doit être calculée à partir des renseignements pertinents déposés durant l'instance, et elle ne doit pas être actualisée en utilisant de nouvelles données sur les coûts pour 2013.

Dépôt de conformité et autres dépôts futurs

Aux fins de la mise en œuvre de la méthode des droits fixes pluriannuels décrite dans le présent chapitre, l'Office ordonne à TransCanada de préparer et de lui soumettre un dépôt de conformité exposant les droits à l'égard de tous les parcours et tous les services du réseau principal pour les années 2013 à 2017. Ce dépôt devra notamment renfermer les prévisions de manques à gagner et d'excédents annuels au titre des produits, les prévisions concernant le solde du CASD et les contributions prévues au CALT. Il doit aussi contenir des données assez précises pour que l'Office et les personnes intéressées

[81] Nous reconnaissons que TransCanada a montré que l'analyse de l'ACPP supposait des produits plus élevés en 2012 que sa prévision. De plus, entre autres distinctions par rapport à l'analyse de l'ACPP, nous approuvons un taux de rendement sur la base tarifaire plus élevé que celui utilisé par l'ACPP.

puissent vérifier si toutes les directives de l'Office contenues dans la présente décision ont été observées.

Par ailleurs, aux fins du dépôt, TransCanada doit préparer et soumettre à l'Office toutes les pages révisées du tarif dans lesquelles des changements proposés ont été approuvés par l'Office, lesquels doivent êtres soulignés dans la version originale. Une version propre doit aussi être déposée.

Comme il est ordonné à la section 8.1, TransCanada doit par ailleurs consulter les parties prenantes et déposer les renseignements ci-après auprès de l'Office, à titre de dépôt de conformité :

- les renseignements qui seront publiés à l'intention des expéditeurs afin d'assurer la transparence du processus d'établissement des prix plancher par TransCanada;
- les renseignements dont feront état les rapports trimestriels déposés auprès de l'Office au sujet de la gestion des prix plancher par TransCanada.

L'Office ordonne à TransCanada de lui soumettre son dépôt de conformité au plus tard le 1er mai 2013 et d'en signifier une copie à toutes les personnes intéressées à l'instance RH-003-2011. Les parties qui désirent formuler des commentaires sur le dépôt de conformité de TransCanada doivent adresser ceux-ci à l'Office et à TransCanada dans les 14 jours civils qui suivent, après quoi TransCanada aura 7 jours civils pour y répliquer. Dans sa lettre d'accompagnement, TransCanada doit décrire le processus de commentaires de manière que toutes les parties en soient informées.

De plus, nous ordonnons à TransCanada de modifier ses rapports trimestriels de surveillance de façon appropriée afin de fournir à l'Office et aux parties les renseignements pertinents concernant notamment le CASD et le mécanisme incitatif, en plus des données que TransCanada fournit déjà.

Décision

Nous approuvons les droits fixes pluriannuels, qui demeureront en vigueur jusqu'au 31 décembre 2017, selon la description complète donnée ci-dessus (dans les sections 12.1 et 12.2), y compris la méthode de calcul des droits, les portes de sortie éventuelles, les contributions au CALT, les frais financiers du CASD et l'exception concernant l'établissement des charges relatives aux stations de comptage.

12.3 Mécanisme incitatif visant le réseau principal

Les mesures d'encouragement sont des caractéristiques importantes de nombreux règlements négociés sur les droits. Dans le cadre de cette instance, l'ACPP, ANE et les EZM ont tour à tour proposé un mécanisme incitatif différent.

Opinions des intervenants

ACPP

L'ACPP a proposé que TransCanada prélève 20 % de la tranche des produits nets annuels qui dépasse les produits nets prévus, dès le début de la mise en œuvre de la proposition de droits fixes pluriannuels de l'ACPP. La tranche restante de 80 % serait portée au crédit du CASD et la mesure d'encouragement demeurerait en vigueur jusqu'à l'élimination du solde négatif du CASD. Pour atténuer le risque de gain fortuit, le montant incitatif annuel que pourrait toucher TransCanada se limiterait à 25 millions de dollars après les impôts. Chaque année où les produits nets seraient inférieurs aux prévisions, le mécanisme incitatif ne s'appliquerait pas, de sorte que la totalité des produits excédentaires ou déficitaires serait virée au CASD.

Alors que les mesures d'encouragement antérieures portaient sur une série de mesures d'économie des coûts, le mécanisme incitatif proposé par l'ACPP favoriserait plutôt l'efficacité des coûts et, surtout, la maximisation des produits, ce qui inciterait TransCanada à gérer activement l'utilisation du réseau principal. TransCanada disposerait d'un maximum de souplesse pour trouver des moyens novateurs d'accroître les produits et de réduire les coûts. L'ACPP a rappelé que TransCanada s'attend, selon ses estimations, à générer de 20 millions de dollars à 80 millions de dollars en produits annuels supplémentaires grâce au pouvoir discrétionnaire demandé en matière de tarification variable. Il va sans dire que l'exercice d'un tel pouvoir discrétionnaire exigera une grande prudence de la part de TransCanada.

Selon l'ACPP, étant donné les prévisions d'augmentation des débits et de baisse des besoins en produits, plus le solde négatif du CASD sera éliminé rapidement, plus les droits pourront baisser rapidement. La possibilité d'accroître le RCA de TransCanada et d'éliminer le CASD au plus vite servirait les intérêts des clients du réseau principal et des actionnaires de TransCanada.

L'ACPP a allégué qu'entre 2001 et 2010, le RCA réel du réseau principal se situait entre 4 points de base et 184 points de base de plus que le RCA autorisé, en raison surtout des revenus incitatifs. À des fins de comparaison, le mécanisme incitatif proposé par l'ACPP permettrait à TransCanada, pour un exercice où les produits nets atteindraient 30 millions de dollars de plus que prévu, de conserver 6 millions de dollars, ce qui ferait augmenter le RCA du réseau principal d'environ 30 points de base (en fonction d'une proportion du capital-actions de 40 %). L'ACPP a ainsi conclu que son mécanisme incitatif s'inscrit dans la lignée des programmes antérieurs.

ANE

ANE a proposé une mesure selon laquelle TransCanada toucherait un paiement incitatif si le total des produits d'une année civile dépassait les besoins en produits approuvés par l'Office. TransCanada conserverait 10 % de la première tranche de produits de 160 millions de dollars qui serait supérieure aux besoins en produits approuvés pour l'année en question et 20 % des produits supplémentaires au-delà de cette tranche. La mesure serait mise en œuvre pour une période de deux ans à compter de 2013 et une mesure plus permanente pourrait être mise en œuvre par la suite. Le partage serait interrompu pendant les années civiles où TransCanada dépose une demande d'augmentation des droits du SG visant l'année en question. Ainsi,

TransCanada ne pourrait hausser les droits du SG afin de toucher un paiement incitatif plus élevé, et les hausses de droits signaleraient aux expéditeurs qu'ils ne profitent pas des avantages de l'accroissement des produits. ANE a précisé que le mécanisme de partage ne serait pas nécessaire si l'Office rejetait les propositions au sujet du pouvoir discrétionnaire en matière de tarification variable.

Selon ANE, faute d'un mécanisme incitatif précis, TransCanada n'aurait pas de motivation à court terme pour maximiser les produits discrétionnaires. S'il est vrai que TransCanada a assuré qu'elle examinerait de nombreux facteurs pour établir à sa discrétion le prix plancher des soumissions dans les limites du pouvoir discrétionnaire demandé, ANE est d'avis que TransCanada devra faire de gros efforts et redéployer certaines ressources pour tirer pleinement parti de ce pouvoir. ANE a souligné que les débits et les produits discrétionnaires se sont accrus, sont extrêmement variables et ont maintenant une importance déterminante pour le réseau principal. Elle a par ailleurs rappelé la projection de TransCanada selon laquelle le total des produits annuels supplémentaires réalisés grâce au pouvoir discrétionnaire demandé et à l'élimination du MAR se situerait entre 70 millions de dollars et 230 millions de dollars. Il s'agit d'une vaste fourchette de 160 millions de dollars qui correspond à environ 10 % des besoins en produits du réseau principal et à la tranche de partage proposée par ANE. Celle-ci croit d'ailleurs que les produits pourraient être supérieurs à la limite maximale des estimations de TransCanada, surtout si la société se voit accorder un pouvoir plus grand que celui demandé. ANE a recommandé un taux de partage plus élevé, soit de 20 %, au-delà de la première tranche de 160 millions de dollars, afin d'encourager les efforts accrus qui sont exigés pour atteindre de tels montants. À 10 % et 20 %, les niveaux de partage assurent un équilibre approprié de la valeur pour TransCanada et pour les expéditeurs et incite TransCanada à concentrer ses efforts là où il le faut. ANE a reconnu que des facteurs extérieurs, dont les conditions climatiques, ont également une incidence sur les produits discrétionnaires, mais a soutenu que sa mesure d'encouragement permettrait d'établir un juste équilibre parce qu'elle inciterait TransCanada à maximiser ses produits tout en continuant de transférer la majorité des fluctuations des produits aux expéditeurs.

À la question de la manière dont sa mesure d'encouragement se compare à une mesure fondée sur les produits nets (les produits moins les coûts), ANE a répondu qu'il n'est pas nécessairement mauvais d'ajouter une composante coûts à une mesure d'encouragement. Elle a toutefois choisi de fonder sa mesure sur les produits parce qu'elle estime que TransCanada doit se concentrer en priorité sur ceux-ci.

Enfin, ANE a résumé certaines orientations et conclusions antérieures de l'Office relativement à des mécanismes incitatifs, auxquels sa proposition se compare.

EZM

Les EZM ont proposé que TransCanada conserve une portion des économies réalisées au titre des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration et des coûts liés aux capitaux empruntés, afin de lui permettre de contrebalancer en partie le RCA qu'elle ne réaliserait pas sur les actifs de la CNO. Plus particulièrement, pour toute année de 2012 à 2014, si le total des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration et des coûts liés aux capitaux empruntés est

inférieur au montant approuvé par l'Office, TransCanada conserverait la totalité des économies jusqu'à concurrence du montant correspondant au point où elle pourrait récupérer la moitié du RCA de la CNO auquel elle a renoncé, et 50 % des économies au-delà de ce montant. Si ces coûts combinés se révélaient supérieurs au montant approuvé par l'Office pour l'année en question, les paiements incitatifs se rapportant aux économies réalisées au cours de l'année suivante seraient calculés en fonction des économies déduction faite des dépassements de coûts de l'année précédente. À titre d'exemple, les EZM ont montré que conformément aux documents déposés par TransCanada, ces coûts s'élèvent à 433 millions de dollars pour 2012 et à 421 millions de dollars pour 2013 (les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration comptant pour environ 40 % de ces montants). Les EZM ont affirmé qu'aucune économie de coûts ne devrait être réalisée aux dépens de l'intégrité ou de la fiabilité du réseau et que TransCanada aurait à fournir le détail des économies de coûts et à les justifier chaque année au moment de la réunion du Groupe de travail sur les droits et qu'elle pourrait faire l'objet d'un examen de l'Office.

Opinion de TransCanada

TransCanada a affirmé qu'elle ne s'oppose pas aux mécanismes incitatifs, pourvu qu'ils permettent d'équilibrer les risques et les avantages. Selon M. Reed, témoin expert de TransCanada, certains éléments de réglementation incitative constituent un encouragement raisonnable pour un pipeline et se révèlent avantageux pour les expéditeurs, car ils contribuent à réduire les droits. TransCanada a toutefois plaidé que, tout spécialement dans les circonstances actuelles, il n'est pas nécessaire de mettre en œuvre de nouveaux incitatifs pour susciter des produits supplémentaires, réduire les coûts ou assurer la viabilité du réseau principal. La société cherche toujours à réduire les coûts et à accroître les produits, comme en témoigne la baisse marquée des besoins en produits au cours des dix dernières années ainsi que l'évolution des services et des caractéristiques de service sur le réseau principal. TransCanada a ajouté que le recul dont elle dispose maintenant lui permet de constater que si elle a réalisé des RCA supérieurs à ceux autorisés, cela prouve que le système fonctionne, et que les mesures d'encouragement modulent le comportement.

Elle a plaidé qu'elle n'avait pas proposé de mécanisme de partage des risques et des avantages ni de mécanisme incitatif visant les produits dans sa demande de pouvoir discrétionnaire en matière de tarification variable, car il serait impossible d'établir un point de référence. Elle a fait valoir qu'après la mise en œuvre de la proposition de restructuration ou de toute autre proposition, le réseau principal sera exploité dans des circonstances sensiblement différentes et que par conséquent, personne ne possède les données nécessaires à l'établissement d'un point de référence relatif au risque ou aux mécanismes incitatifs. M. Reed a conclu en disant qu'il vaut mieux laisser les parties discuter de ces mécanismes à la négociation.

Opinion de l'Office

TransCanada devra jouer un rôle très actif pour arriver à surmonter les obstacles auxquels fait face le réseau principal. Si elle réussit, ses actionnaires et les autres parties prenantes aux activités du réseau principal pourraient profiter d'une baisse des droits entièrement fondés sur les coûts, ce qui accroîtrait la compétitivité du réseau principal. Nous estimons

qu'un mécanisme incitatif structuré de manière adéquate contribuerait à un tel résultat ainsi qu'à l'alignement des intérêts de TransCanada sur ceux de ses parties prenantes, ce qui jetterait les bases d'une nouvelle approche des relations avec la clientèle et d'une gestion plus novatrice. Nous pensons également qu'il s'agit d'une étape utile en vue de la mise en œuvre de futurs mécanismes visant, notamment, le risque de perte et le risque de hausse pour TransCanada.

La présente décision aura pour effet de modifier profondément certains des services et la tarification du réseau principal, et elle est susceptible de créer de l'incertitude quant aux points de référence appropriés pour le mécanisme incitatif. Nous jugeons cependant que les avantages que pourrait procurer la mise en œuvre immédiate d'un tel mécanisme l'emportent sur cette incertitude. Il vaudrait mieux tenir compte de cette incertitude au moment d'établir les paramètres du mécanisme, par exemple dans les taux de partage et les points de référence.

Selon nous, la mesure d'encouragement la plus appropriée en ce moment doit être fondée sur le total des produits nets. Nous avons constaté que les droits du SG sont réduits d'un montant équivalent aux économies de coûts supplémentaires ou aux produits discrétionnaires supplémentaires. Le total des produits nets permet de tenir compte des deux côtés de l'équation de tarification. ANE et les EZM ont proposé des mesures d'encouragement qui favorisent une utilisation adéquate, par TransCanada, respectivement du nouveau pouvoir discrétionnaire en matière de tarification et de la réduction de certains coûts. Il existe cependant de nombreux moyens de maximiser les produits et de réduire les coûts. À notre avis, TransCanada est la mieux placée pour déterminer comment y parvenir de la manière la plus efficace et la plus efficiente possible. Une mesure d'encouragement fondée sur le total des produits nets incitera TransCanada à canaliser ses efforts de manière à obtenir les meilleurs résultats. Nous sommes conscients que les produits discrétionnaires subissent plus particulièrement l'incidence de facteurs externes, dont les conditions climatiques. Nous croyons néanmoins que TransCanada aura une influence suffisante sur les produits pour qu'une mesure d'encouragement fondée sur les produits nets soit pertinente.

Il faudra montrer un jugement rigoureux pour choisir les paramètres sur lesquels sera fondée le mécanisme incitatif, notamment en ce qui concerne les taux de partage et les plafonds, le cas échéant. Dans le cas présent, nous jugeons approprié de permettre à TransCanada de conserver 20 % de la première tranche de 125 millions de dollars de produits nets au-delà du plafond approuvé chaque année, ce qui correspond à la recommandation de l'ACPP d'établir un plafond de 25 millions de dollars pour le paiement incitatif annuel de TransCanada. Il sera ainsi possible d'atteindre un juste équilibre entre la mesure d'encouragement à l'intention de TransCanada et l'assurance que les expéditeurs tireront un avantage appréciable de tout écart positif par rapport aux prévisions. En ce qui concerne les produits nets au-delà de 125 millions de dollars, nous jugeons approprié que TransCanada prélève 10 % de tels montants. Le taux moins élevé limite la possibilité de gain fortuit pour TransCanada, ce que nous croyons particulièrement important en raison de la possibilité que des circonstances extérieures (p. ex., des événements météorologiques extrêmes) entraînent un écart considérable par

rapport aux prévisions. Ce taux tient aussi compte de la nécessité pour TransCanada de maximiser les produits et de limiter les coûts en toute circonstance.

Une exception aux paramètres cités plus haut sera applicable pour 2013. Afin de tenir compte du fait que les changements découlant de la présente décision entreront en vigueur le 1er juillet 2013 ou autour de cette date, TransCanada prélèvera 20 % des produits nets supplémentaires de la première tranche de 62,5 millions de dollars, et 10 % de toute tranche au-delà.

Le dépôt de conformité de TransCanada (décrit à la section 12.2) établira les plafonds relatifs aux besoins en produits nets, qui correspondront au surplus ou au manque prévu pour une année donnée. Le mécanisme incitatif s'appliquera aux produits nets chaque année, à compter de 2013 jusqu'au début de 2017, année d'élimination du solde négatif du CASD, ou jusqu'à la dernière année de maintien des droits fixes pluriannuels.

Nous apportons deux autres modifications à ce qui précède. La première vise à exclure de la mesure d'encouragement la valeur de récupération et les coûts de cessation d'exploitation. Les paiements incitatifs excluront plus précisément la différence entre la valeur de récupération négative à la réforme définitive d'une installation au cours d'une année et les données génériques (décrites à la section 12.2) utilisées à des fins de prévision des manques et surplus de produits annuels. Cela aura une incidence sur le calcul des montants incitatifs à compter de 2015, ou avant si la valeur de récupération et les coûts de cessation d'exploitation sont engagés avant 2015.

La seconde modification a trait à la possibilité que l'année où le solde négatif du CASD sera éliminé, l'ajout réel au CALT soit ajusté à la baisse, conformément au point 2.2 de l'opinion de l'Office énoncée à la section 12.2. En pareil cas, le montant incitatif pour la dernière année sera calculé comme si l'ajout au CALT était plutôt égal au plein montant prévu au dépôt de conformité (c'est-à-dire au montant calculé conformément au point 2.1 de la section 12.2).

À titre d'illustration, si le dépôt de conformité accepté par l'Office prévoit un manque de produits nets de 200 millions de dollars pour 2014 et que le manque de produits nets réel pour 2014 s'élève à 25 millions de dollars, TransCanada recevrait un paiement incitatif de 30 millions de dollars. Selon notre illustration, parce que les produits nets dépassent de 175 millions de dollars le seuil, TransCanada prélèverait 25 millions de dollars de la première tranche de 125 millions de dollars du montant de 175 millions de dollars (0,2 x 125 millions de dollars) et 5 millions de dollars de la tranche restante de 50 millions de dollars (0,1 x 50 millions de dollars).

Comme en fait état la section 11.2, la sécurité pipelinière revêt une importance capitale pour l'Office, qui prendra toutes les mesures nécessaires pour assurer la protection de la population canadienne et de l'environnement. Nous faisons l'affirmation solennelle que TransCanada ne pourra en aucun cas faire d'économies de coûts ayant une incidence négative sur l'intégrité ou la sécurité pipelinière.

Décision

Un mécanisme incitatif fondé sur les paramètres susmentionnés sera en vigueur pendant la durée d'application des droits fixes pluriannuels.

Chapitre 13

Processus de réglementation du réseau principal

Dans sa demande, TransCanada a exposé le processus ayant mené au dépôt de la proposition de restructuration. Elle a expliqué qu'elle avait engagé une consultation au sein du groupe de travail sur les droits du réseau principal (GTD) en octobre 2009 afin de traiter des faits nouveaux concernant le débit et l'utilisation du réseau et de discuter de la conception possible des droits, de la répartition des coûts et des services. TransCanada a ensuite préparé une offre exhaustive visant la compétitivité du réseau principal, qui proposait des changements en matière de droits, de tarif, de services et de répartition des coûts. Cette offre globale a été présentée aux parties prenantes en mars 2010 dans l'espoir de parvenir à une solution négociée. Les pourparlers entre le GTD et le Comité sur les droits, le tarif, les installations et les procédures de l'Alberta n'ont pas permis d'arriver à un règlement.

Par conséquent, TransCanada a entamé de nouvelles consultations en 2010 et est parvenue à une entente avec quelques parties prenantes. C'est cet accord qui a servi de base à la demande présentée par TransCanada pour les droits provisoires exigibles sur le réseau principal pour 2011. Toutefois, après avoir déposé sa demande auprès de l'Office, le 9 décembre 2010, certaines parties prenantes ont enregistré leur opposition, si bien que l'Office n'a pas approuvé la demande.

Au début de 2011, TransCanada a mené de nouvelles consultations et, malgré un accord conclu avec quelques parties prenantes, d'autres s'y sont opposées, et le règlement n'a pas été mis en œuvre. En conséquence, l'Office a donné instruction à TransCanada de déposer sa demande pour les droits définitifs de 2012 et 2013 le 1er septembre 2011. TransCanada a déclaré que sa demande, qui énonce la proposition de restructuration, renfermait divers éléments qu'elle ou ses parties prenantes avaient soutenus durant les processus de consultation et de négociation. Elle a aussi indiqué que la demande incorporait d'autres éléments qu'elle jugeait nécessaires et qui font partie intégrante d'un ensemble exhaustif destiné à examiner la situation à laquelle elle est confrontée.

Au cours de la présente instance, l'Office a posé des questions à toutes les parties sur l'efficacité du processus de réglementation et les moyens de l'améliorer si possible. Le lecteur trouvera un résumé de quelques-unes des réponses fournies ci-dessous.

Opinion de TransCanada

TransCanada a déclaré qu'elle devait être capable de modifier ses produits et ses services rapidement si certains ne donnent pas les résultats escomptés ou si elle peut mettre au point de nouveaux services et les tarifer en vue de susciter des volumes supplémentaires ou de conserver ceux existants. Elle a aussi soutenu qu'il devrait exister une procédure accélérée pour les cas où une société est disposée à offrir de nouveaux produits à ses risques sur un pipeline. Le service de conservation de charge est un exemple de produits de ce genre. TransCanada a fait valoir que,

plutôt que d'être soumis à un cadre réglementaire coercitif, le pipeline devrait disposer d'une trousse d'outils très variés, après quoi il serait être tenu de faire rapport sur ses activités.

Elle a fait ressortir une différence importante qui existe entre le processus au Canada et aux États-Unis, où il est possible de déposer un règlement contesté. À l'heure actuelle, le mécanisme de vote au GTD accorde essentiellement un droit de véto aux parties qui peuvent s'opposer systématiquement à une proposition.[82] Devant la FERC, la société pipelinière et une majorité de parties peuvent déposer des règlements contestés même s'ils ne font pas l'unanimité. Cette démarche comprend généralement un mini processus d'audience, au cours duquel certains éléments de la preuve sont examinés pour déterminer si le règlement contesté est raisonnable.

Opinions des intervenants

L'APPrO a soutenu que la démarche de réglementation devrait être modifiée pour faciliter l'élaboration de services et la tarification sur un pipeline. À cette plus grande souplesse se rattacheraient davantage de responsabilités quant aux incidences des décisions en matière de tarification, c'est-à-dire que le pipeline devrait assumer plus de risques. L'APPrO a fait valoir que les régions où le jeu de la concurrence peut s'exercer efficacement pourraient être soumises à une réglementation plus légère. Cependant, selon elle, il est nécessaire de conserver un « tarif de recours » pour clients captifs.

L'ACPP a déclaré qu'il serait utile que l'Office définisse certaines notions de base comme l'intégrité du principe de l'indépendance du réseau principal, pour éviter la répartition entre sociétés affiliées des coûts liés à la sous-utilisation du réseau, comme c'est le cas du PRA. L'établissement des droits pour une période déterminée pourrait aussi aider à réduire la nécessité de tenir d'autres audiences.

L'ACPP a fait remarquer que la présente instance avait été inhabituelle et qu'il était difficile de savoir quelles auraient été les conclusions au terme du processus du groupe de travail ou de tout autre processus de négociation si TransCanada n'avait pas proposé de transférer les coûts et les risques à NGTL, comme le fait le PRA. Selon l'ACPP, le groupe de travail devrait avoir la possibilité de revoir son processus et de le modifier pour le rendre plus efficace.

L'ACIG a soutenu que le moment était venu pour l'Office de participer au processus de règlement de TransCanada en fixant des échéanciers précis pour les discussions visant à arriver à un règlement et en publiant des lignes directrices précises sur ses attentes à l'égard du cadre de travail général devant servir lors de la prochaine ronde de discussions sur un règlement tarifaire.

ANE a déclaré que la réglementation peut s'adapter aux changements rapides qui surviennent si elle est tournée vers l'avenir. Elle a affirmé que TransCanada doit être outillée correctement pour réagir aux changements sur le marché. À cette fin, croit-elle, la réglementation pourrait être modifiée pour accorder plus de latitude concernant les prix et le partage du risque.

---

[82] En ce moment, un membre du groupe de travail peut voter contre une solution ou s'abstenir de voter en enregistrant son opposition ferme à une solution proposée ou proposer une solution de rechange lors d'une audience de l'Office.

Selon Centra, la négociation pouvait être efficace pourvu que l'Office dicte assez clairement l'orientation avant le début du processus. À son avis, toutes les parties doivent connaître le point de vue de l'Office sur les principales conditions quand elles entreprennent la démarche.

Les EZM ont soutenu que la réglementation devait être tournée vers l'avenir afin de tenir compte de la constante évolution du marché du gaz naturel. Les lignes directrices en matière de réglementation devraient énoncer les principes et définir le cadre de travail que TransCanada et ses expéditeurs devraient suivre et refléter les changements passés et présents en Amérique du Nord.

Tenaska a fait valoir que le régime de réglementation devrait être suffisamment souple pour permettre de réagir efficacement aux changements qui surviennent sur le marché, sans qu'il soit nécessaire de la modifier constamment.

Le MÉA a affirmé que le processus de réglementation actuel est rigoureux et suffisant pour traiter des questions soulevées dans la demande. À son avis, la réussite des discussions visant un règlement à la suite de la présente instance dépendra en grande partie de l'orientation que l'Office pourra donner à l'égard des enjeux clés comme le pacte de réglementation, l'observation du principe de l'indépendance et l'application du principe de non-acquisition de droits ou d'obligations.

Opinion de l'Office

Nous sommes reconnaissants aux parties pour les réponses qu'elles ont fournies à nos questions sur la façon d'améliorer le processus de réglementation.

Nous admettons que le cycle de négociation et de réglementation étalé sur trois ans qui a été utilisé pour régler les enjeux soulevés durant la présente instance n'est peut-être pas assez réactif au contexte commercial dans lequel le réseau principal évolue. Nous sommes toutefois d'avis que cette instance était exceptionnelle. La présente demande était très complexe, aussi bien par le nombre et que par l'importance des questions à l'étude. TransCanada et ses parties prenantes ont résolu beaucoup de problèmes dans le cadre du GTD au cours des dernières années.

Par ailleurs, nous croyons que les processus de négociation et de réglementation peuvent être améliorés.

Processus de négociation

Certaines parties ont laissé entendre que l'Office devrait fixer des délais précis pour le processus de négociation. Nous ne sommes pas disposés à limiter le temps que les parties devraient consacrer au processus de négociation. En contrepartie, l'Office est ouvert aux suggestions qui sont susceptibles d'améliorer ce processus. À titre d'exemple, il peut, sur demande des parties concernées, faire ce qui suit :

- tenir une mini audience aux fins de communication ou de détermination d'un enjeu;

- organiser une conférence technique;
- libérer des membres de son personnel pour agir comme ressources auprès du GTD, en fournissant des informations historiques sur les décisions passées de l'Office sur une question, sans pour autant conjecturer sur une décision future.

Il s'agit de suggestions auxquelles le GTD peut réfléchir, puis indiquer à l'Office si l'une ou l'autre serait à même de l'aider dans le processus de négociation.

Processus de réglementation simplifié

Les parties ne devraient pas hésiter à s'adresser rapidement à l'Office pour obtenir une décision quand les négociations ne portent pas, ou ne sont pas en voie de porter, de fruits. Comme l'Office l'a indiqué à maintes reprises, l'évaluation d'une demande constitue l'une des deux options pour lancer le processus réglementaire, l'autre étant le dépôt d'un règlement. L'Office n'a pas de préférence quant à l'option qui est retenue. À son avis, le dépôt d'une demande ou d'un règlement contesté ne signifie pas pour autant que le processus de négociation a échoué.

Nous croyons que le processus de réglementation en vue de mettre en œuvre des propositions de nouveaux services ou d'une nouvelle tarification peut et devrait être simplifié. TransCanada et ses expéditeurs doivent posséder les outils propices pour s'ajuster rapidement aux changements qui influent sur le contexte commercial du réseau principal, de manière à ce que de nouveaux produits et de nouveaux services puissent être élaborés pour donner au réseau principal la possibilité d'être compétitif et de mieux répondre aux besoins des expéditeurs.

En conséquence, nous avons mis au point un processus simplifié pour les propositions de nouveaux produits et de tarification sur le réseau principal. Nous estimons que ce processus fournira à TransCanada, ainsi qu'à ses expéditeurs, l'espace pour élaborer des propositions de nouveaux produits et de nouvelle tarification de façon plus opportune, tout en permettant un examen équitable des enjeux. L'annexe « IV » de la présente décision expose le calendrier générique que nous avons préparé concernant le processus simplifié. Suivant celui-ci, l'examen d'une proposition de nouveaux produits ou droits pour le réseau principal prendra dix semaines. L'Office se réserve le droit d'ajuster ou de modifier le processus simplifié en fonction des circonstances.

Nous croyons qu'en le raffinant, le processus simplifié pourra être appliqué plus largement qu'aux seules propositions de services et de tarification. Par exemple, une partie pourra demander que ce processus soit utilisé pour une demande, et il appartiendra à l'Office de juger si celui-ci est approprié.

Annexe I

Ordonnance sur les droits TG-002-2013

ORDONNANCE TG-002-2013

RELATIVEMENT À la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la *Loi*) et à ses règlements d'application;

RELATIVEMENT À une demande présentée le 1er septembre 2011, et modifiée par la suite, par TransCanada PipeLines Limited (TransCanada), NOVA Gas Transmission Ltd. (NOVA) et Foothills Pipe Lines Ltd. (Foothills) aux termes de la partie IV de la *Loi* en vue d'obtenir des ordonnances autorisant, notamment, les droits que TransCanada peut percevoir pour les services de transport fournis sur son réseau principal de pipeline (réseau principal) du 1er janvier 2012 au 31 décembre 2013, dans le dossier OF-Tolls-Group1-T211-04 01 (demande de restructuration d'entreprise et de services);

RELATIVEMENT À l'ordonnance d'audience RH-003-2011;

RELATIVEMENT À certaines propositions faites par les intervenants durant l'instance RH-003-2011 sollicitant des décisions ou des ordonnances énonçant la façon dont les droits doivent être fixés pour les services de transport sur le réseau principal pour 2012 et les années subséquentes;

DEVANT l'Office, le 1er mars 2013.

ATTENDU QUE, le 29 avril 2011, TransCanada a déposé une demande visant à faire approuver les droits définitifs exigibles pour les services de transport sur le réseau principal pour 2011 (demande visant les droits définitifs pour 2011);

ATTENDU QUE, le 1er septembre 2011, TransCanada, NOVA et Foothills ont déposé une proposition de restructuration d'entreprise;

ATTENDU QUE, le 27 septembre 2011, l'Office a délivré l'ordonnance d'audience RH-003-2011 (ordonnance d'audience) établissant la marche à suivre pour l'examen de la demande de restructuration d'entreprise;

ATTENDU QUE, le 9 septembre 2011, l'Office a rendu l'ordonnance TG-007-2011 et une lettre de décision relativement à la demande de droits définitifs exigibles pour 2011. Lesdites ordonnance et lettre ont fixé de façon définitive les droits exigibles pour les services de transport sur le réseau principal et ont donné instruction à TransCanada de déposer une preuve supplémentaire concernant les éléments « répercutables » des besoins en produits du réseau principal pour 2011. L'Office a ordonné que la preuve supplémentaire soit soumise à un examen dans le cadre de l'instance RH-003-2011;

ATTENDU QUE, le 16 novembre 2011, TransCanada a déposé une demande sollicitant l'autorisation de percevoir, de façon provisoire, des droits pour les services de transport sur le réseau principal à compter du 1[er] janvier 2012 (demande de droits provisoires de 2012);

ATTENDU QUE, le 8 décembre 2011, l'Office a rendu l'ordonnance TGI-004-2011 relativement à la demande visant les droits provisoires de 2012 en autorisant TransCanada à percevoir, provisoirement à partir du 1[er] janvier 2012, les droits alors en vigueur autorisés par l'ordonnance TG-007-2011, sous réserve d'ordonnances modificatrices futures ou d'ordonnances finales de l'Office touchant les droits de TransCanada pour 2012 et 2013;

ATTENDU QUE, le 9 mars 2012, conformément à la démarche établie dans l'ordonnance d'audience, certains intervenants ont proposé à l'Office de rendre certaines décisions ou de délivrer certaines ordonnances en vue de déterminer la façon dont les droits pour le réseau principal devraient être fixés pour 2012 et les années subséquentes (propositions des intervenants);

ATTENDU QUE, entre le 4 juin et le 5 décembre 2012, l'Office a tenu une audience publique orale pour examiner les éléments « répercutables » des besoins en produits du réseau principal pour 2011, la proposition de restructuration d'entreprise et des services et les propositions des intervenants;

ATTENDU QUE les décisions de l'Office relativement aux éléments « répercutables » des besoins en produits du réseau principal de 2011, à la proposition de restructuration d'entreprise et des services et aux propositions des intervenants sont contenues dans ses motifs de décision RH-003-2011 de mars 2013 et la présente ordonnance;

ATTENDU QUE, pour les raisons exposées dans les Motifs de décisions RH-003-2011, l'Office a jugé qu'il était équitable et approprié d'accorder toute autre autorisation qui s'ajoute ou remplace l'autorisation demandée;

ATTENDU QUE, pour les raisons exposées dans les Motifs de décisions RH-003-2011, l'Office a jugé que les droits calculés conformément à cette décision sont justes et raisonnables;

À CES CAUSES, IL EST ORDONNÉ ce qui suit, conformément aux paragraphes 19(2) et 20(1) et à la partie IV de la *Loi* :

1. Aux fins de la comptabilisation et de l'établissement des droits et des tarifs, TransCanada doit mettre en œuvre les lignes directives et les décisions énoncées dans les motifs de décision RH-003-2011 de mars 2013 et dans la présente ordonnance;

2. Les besoins en produits de 2011 faisant l'objet de la demande sont approuvés comme étant définitifs, et tout manque à gagner découlant de ceux-ci doivent être reportés et inscrits dans les besoins en produits de 2012;

3. Les droits provisoires autorisés aux termes de l'ordonnance TGI-004-2011 et exigibles du 1er janvier au 31 décembre 2012 sont, par les présentes, rendus définitifs;

4. Tout excédent ou tout manque à gagner découlant des droits définitifs de 2012 doivent être portés au compte d'ajustement à long terme décrit dans la décision RH-003-2011;

5. TransCanada doit, au plus tard le 1er mai 2013, préparer et déposer auprès de l'Office un dépôt réglementaire précisant les droits révisés pour tous les parcours et tous les services liés au réseau principal pour les années 2013 à 2017, en se basant sur la méthode de droits fixes pluriannuels décrite dans la décision RH-003-2011;

6. Aux fins de son dépôt, TransCanada doit aussi préparer et joindre pour l'Office les pages révisées du Tarif, en faisant ressortir toutes les modifications par rapport à la version courante, ainsi qu'une version propre;

7. Les droits provisoires autorisés aux termes de l'ordonnance TGI-004-2011 et perçus en 2013 continueront d'être prélevés de la sorte jusqu'à ce que le dépôt de conformité de TransCanada soit fait et que l'ordonnance finale de l'Office relative aux droits exigibles sur le réseau principal pour 2013 et les années subséquentes soit rendue.

8. Les parties qui désirent formuler des commentaires relativement au dépôt de conformité de TransCanada doivent les déposer auprès de l'Office et les signifier à TransCanada dans les 14 jours civils suivant la date du dépôt de conformité, et TransCanada dispose ensuite de sept jours ouvrables pour y répliquer.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

La secrétaire de l'Office,

Sheri Young

Annexe II

Liste des questions

L'Office a relevé les questions suivantes pour examen au cours de l'instance (la liste n'est pas exhaustive) :

Les questions stratégiques suivantes se rapportent à la proposition de restructuration de TransCanada et à toute proposition de rechange (les propositions) :

1. La question de savoir s'il convient, dans les circonstances actuelles, de fixer ou d'obliger de fixer les droits exigibles sur le réseau principal en fonction du régime de réglementation traditionnel fondé sur le recouvrement du coût du service complet.
2. L'efficacité des propositions pour ce qui est de soutenir de manière durable la viabilité économique du réseau principal.
3. La répartition appropriée des risques et des avantages entre TransCanada, les expéditeurs du réseau principal et les autres parties prenantes, et le degré de correspondance des propositions avec ce mode de répartition.
4. La question de savoir s'il convient de viser une liaison efficace entre le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien et les marchés de l'Est, et dans quelle mesure les propositions permettent d'atteindre cet objectif.
5. La mise en lien des propositions avec les principes pertinents de conception des droits.

Les questions suivantes se rapportent expressément à la demande de TransCanada et peuvent se rapporter à toute proposition de rechange :

6. Le caractère approprié de chacune des propositions de restructuration d'entreprise et de services, et des éléments de ces propositions, soit :
   a. la proposition visant l'amortissement;
   b. l'extension des services du réseau de l'Alberta;
   c. les propositions visant la conception des droits;
   d. les propositions visant les services et l'établissement des prix;
7. Le rendement équitable pour le réseau principal en 2012 et 2013 :
   a. le risque d'entreprise;
   b. le coût du capital estimatif;
   c. l'établissement du taux de rendement et le traitement des coûts de la dette.
8. Le caractère approprié des bases tarifaires, des besoins en produits et des composants de ces derniers qui sont proposés pour 2012 et 2013.
9. Le caractère approprié des éléments « répercutables » des besoins en produits du réseau principal pour 2011, y compris la question de savoir si les arrangements de transport par des tiers de TransCanada demeurent prudents ainsi que le montant d'une base tarifaire « utilisée et utile ».

Annexe III

Historique détaillé de l'instance

Le 1er septembre 2011, TransCanada, NOVA et Foothills ont déposé la demande auprès de l'Office. Le 23 septembre 2011, l'Office a rendu publique une lettre annonçant sa décision de tenir une conférence de planification préalable à l'audience (conférence) le 12 octobre suivant et, au besoin, le lendemain, 13 octobre. La conférence visait à discuter de toutes les questions d'ordre procédural susceptibles d'assurer le déroulement efficient de l'audience pour examiner la demande et de relever les questions devant être soumises à l'examen de l'Office.

Le 27 septembre 2011, l'Office a rendu publique l'ordonnance d'audience RH-003-2011 établissant la marche à suivre qui serait utilisée et indiquant certaines dates à confirmer au terme de la conférence. Le 29 septembre, l'Office a fait connaître l'ordre du jour de la conférence et dévoilé la liste provisoire des questions à l'étude durant l'audience.

La conférence a eu lieu le 12 octobre 2011, et l'Office a rendu ses décisions sur la procédure et fait connaître le calendrier de ses séances d'audience le 21 octobre suivant. L'Office a notamment décidé d'étudier tous les éléments de la demande de TransCanada en une seule instance et de permettre deux séries de demandes de renseignements à TransCanada, en plus d'autoriser les intervenants à déposer une contre-preuve à la preuve des autres intervenants. L'Office a annoncé que le volet oral de l'audience commencerait le 4 juin 2012 dans la salle d'audience de ses bureaux situés à Calgary, en Alberta, et que des séances auraient lieu à Toronto, en Ontario, et à Montréal, au Québec, au cours de l'été. Il a enfin décidé de ne pas modifier la liste provisoire des questions.

Le 31 octobre 2011, TransCanada a déposé une modification et un complément à sa demande renfermant des renseignements précis sur les coûts du service sur réseau principal pour 2012 et 2013, afin d'étayer les tableaux et les droits du réseau principal afférents pour 2012 et 2013.

Le 10 février 2012, plusieurs intervenants ont déposé des requêtes afin d'obtenir de l'Office qu'il ordonne à TransCanada de fournir des réponses complètes et satisfaisantes à certaines demandes de renseignements. L'Office a établi un processus par voie de mémoires pour examiner les requêtes et, le 24 février, il a rendu sa décision sur celles-ci.

Le 13 mars 2012, TransCanada a déposé de nouvelles modifications à certains volets de sa demande pour présenter les coûts réels pour 2011 dans le but de déterminer les besoins en produits pour l'année en question.

Le 2 mai 2012, TransCanada a déposé une requête afin d'obtenir de l'Office qu'il ordonne à certains intervenants de fournir des réponses complètes et satisfaisantes à certaines de ses demandes de renseignements. L'Office a établi un processus par voie de mémoires pour examiner les requêtes et, le 11 mai, il a rendu sa décision sur celles-ci.

Le 29 juin 2012, TransCanada a déposé une prévision révisée du débit et les données à jour qui en découlent pour les besoins en produits de 2013, ainsi qu'une version révisée de sa proposition de restructuration et de droits pour le scénario du statu quo pour 2013.

Le volet probatoire de l'audience s'est déroulé du 4 au 29 juin 2012 à Calgary, en Alberta, du 9 au 20 juillet 2012 à Toronto, en Ontario, du 20 au 31 août 2012 à Montréal, au Québec, et du 10 septembre au 4 octobre 2012 à Calgary, en Alberta. La plaidoirie finale a eu lieu à Calgary, en Alberta, du 13 novembre au 5 décembre 2012. En tout, il y a eu 72 jours d'audience.

Annexe IV

Processus de réglementation simplifié

Étapes	Mesure	Personne responsable	Exécution
1	Dépôt, parution et signification de l'avis d'intention de déposer d'une demande	Demandeur	4 semaines avant le dépôt de la demande auprès de l'Office
2	Présentation des demandes de participation	Personnes intéressées	2 semaines après la parution ou la signification aux personnes intéressées, selon la dernière éventualité, de l'avis d'intention de déposer une demande
3	Diffusion des directives procédurales	Office	3 semaines après le dépôt ou la signification de l'avis d'intention de déposer une demande, selon la dernière éventualité
4	Dépôt de la demande auprès de l'Office	Demandeur	4 semaines après le dépôt de l'avis d'intention de déposer une demande
5	Demandes de renseignements adressées au demandeur	Participants et Office	1 semaine après le dépôt de la demande
6	Réponses aux demandes de renseignements	Demandeur	2 semaines après la réception des demandes de renseignements
7	Jour réservé à l'audition des requêtes	Participants	3 jours après la réception des réponses aux demandes de renseignements
8	Dépôt de la preuve écrite des participants	Participants	2 semaines après la réception des réponses du demandeur aux demandes de renseignements
9	Demandes de renseignements adressées aux participants	Demandeur, Office et autres participants	1 semaine après le dépôt de la preuve écrite

10	Réponses aux demandes de renseignements	Participants	2 semaines après la réception des demandes de renseignements
11	Jour réservé à l'audition des requêtes	Demandeur et autres participants	3 jours après la réception des réponses aux demandes de renseignements
12	Contre-preuve	Demandeur	1 semaine après le dépôt des réponses des participants aux demandes de renseignements
13	Plaidoirie orale	Demandeur et tous les participants	1 semaine (début) après le dépôt de la contre-preuve
14	Décision	Office	1 jour à 4 semaines après la fermeture du dossier
	Durée totale		**10 semaines** [83]

Nous examinons ci-dessous les diverses étapes du processus simplifié qui, à notre avis, exigent de plus amples explications. Le numéro de l'étape correspond à l'étape de processus simplifié indiqué ci-dessus.

Étape 1 : Avis d'intention de déposer une demande

Le processus simplifié s'enclenche dès le dépôt et la parution d'un « avis d'intention de déposer une demande » (avis).

L'avis doit être donné de la façon décrite à l'annexe « V ». Le demandeur doit préparer l'avis et le déposer, le signifier et le faire paraître sans autre directive de l'Office. L'avis doit être déposé auprès de l'Office au moins quatre semaines avant le dépôt officiel de la demande. Dans l'intervalle, le demandeur peut élaborer la demande officielle pendant que l'Office et les parties intéressées se préparent en vue d'une instance, en recrutant et en retenant les services de témoins experts ou de conseillers juridiques, par exemple.

L'avis doit renfermer une description sommaire mais exacte de la ou des propositions de services ou de tarification faisant l'objet de la demande. Il doit également fixer une date limite à l'intention des personnes intéressées pour qu'elles indiquent leur volonté de participer à l'instance de l'Office. Cette date ne doit pas tomber moins de deux semaines après la parution ou la signification de l'avis aux personnes intéressées, selon la dernière éventualité. En outre, l'avis doit paraître dans un journal national, dans les deux langues officielles, et être signifié à toutes les parties intéressées.

---

[83] Suppose que l'Office rendra un jugement oral. Si l'Office doit rendre sa décision par écrit, le délai sera de 14 semaines après le dépôt de la demande.

Les demandeurs doivent faire preuve de vigilance dans la préparation, la signification et la parution de l'avis, puisque ce sera le seul avis fourni. Si l'avis ou la façon dont il est déposé, signifié ou publié comporte un vice, s'il ne présente pas correctement, par exemple, le contenu de la demande, le processus simplifié sera retardé.

Étape 2 : Présentation des demandes de participation

Toute personne qui désire participer à l'instance visant à examiner la demande doit déposer un avis d'intention de participer à l'instance sous forme d'une lettre adressée à la secrétaire de l'Office et en signifier une copie au demandeur. Cette lettre doit renfermer les renseignements habituellement exigés dans une demande de statut d'intervenant (nom et coordonnées du participant ou de son représentant, intérêt précis à l'égard de la demande, langue officielle de correspondance et niveau de participation demandé).

Étape 3 : Lettre-guide de procédure

Si la demande est contestée, l'Office précisera entre autres ce qui suit dans une lettre renfermant ses directives procédurales :

- les dates exactes des autres étapes du processus simplifié, qui respecteront en grande partie l'échéancier général indiqué précédemment;
- si les *Règles de pratiques et de procédure de l'Office national de l'énergie de 1995* (telles que modifiées ou remplacées) sont modifiées[84];
- une personne à contacter à l'égard de la demande;
- un numéro de demande ou de référence pour toute correspondance ultérieure avec l'Office.

Étape 4 : La demande

En plus des renseignements habituellement exigés, la demande doit renfermer des informations détaillées précisant la méthode retenue pour la signification et la parution de l'avis.

Étapes 7 et 11 : Jour réservé à l'audition des requêtes

Toutes les requêtes découlant des réponses fournies aux demandes de renseignements doivent être déposées auprès de l'Office et être signifiées aux autres participants dans les trois jours qui suivent la date du dépôt auprès de l'Office des réponses de renseignements. Les parties qui présentent des requêtes doivent respecter le format utilisé par l'Office dans l'instance OH-3-2011.

Étape 14 : Décision de l'Office

L'Office rendra sa décision concernant la demande dans un délai pouvant varier d'une journée à quatre semaines après que le dossier est fermé. L'Office peut rendre un jugement oral, avec motifs à suivre, ou rendre sa décision et fournir ses motifs par écrit en même temps.

---

[84] D.O.R.S./95-208.

Annexe V

Avis d'intention de déposer une demande

Office national de l'énergie
Avis d'intention de déposer une demande
[date[85] – La date de l'avis ne doit pas tomber
plus de quatre semaines avant le dépôt de la demande officielle.]

[nom de la société]
[titre de la demande]

[nom de la société] déposera une demande auprès de l'Office national de l'énergie (Office ou ONÉ) le [date] en vue d'obtenir l'autorisation de [nature du redressement demandé, date d'effet et article(s) exact(s) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, le cas échéant] (la demande).

Il sera possible de consulter la demande le [date du dépôt de la demande auprès de l'Office] sur le site Web de l'Office à l'adresse www.neb-one.gc.ca (sous « Documents de réglementation », cliquez sur « Consulter », puis sur « Accès rapide » et faites défiler vers le bas jusqu'à la demande), aux bureaux de la société [adresse des bureaux de la société] et à la bibliothèque de l'Office (444, Septième Avenue S.-O, rez-de-chaussée, à Calgary).

Les personnes désirant participer à l'audience convoquée pour examiner la demande peuvent manifester leur intérêt en déposant une demande à cet effet au plus tard le [date – deux semaines après la parution ou la signification de l'avis d'intention de déposer une demande, selon la dernière éventualité, à la secrétaire de l'Office et en signifiant une copie de cette demande à [nom de la société et avocat de celle-ci] à l'adresse suivante :

[coordonnées de la société et de l'avocat de celle-ci]

L'Office examinera la demande selon le processus simplifié énoncé à l'annexe IV de sa décision RH-003-2011. Ce document se trouve dans le site Web de l'Office, à l'adresse www.neb-one.gc.ca.

Pour de plus amples renseignements sur le processus simplifié ou pour participer à l'instance, veuillez communiquer avec la secrétaire de l'Office au numéro 403-292-4800 ou, sans frais, au 1-800-899-1265.

Madame Sheri Young
Secrétaire de l'Office
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Télécopieur : 403-292-5503
Télécopieur (sans frais) : 1-877-288-8803

---

[85] La date doit être indiquée selon le format jour mois année (c'est-à-dire 12 décembre 2013).